

# Tarjouskilpailu uusiutuvan energian tuotantotukijärjestelmässä

Pekka Grönlund  
Helsingin yliopisto  
Taloustieteen laitos  
Ympäristöekonomia  
Pro gradu –tutkielma  
Helmikuu 2018

Tiedekunta Maatalous-metsätieteellinen tiedekunta		Laitos Taloustieteen laitos	
Tekijä Pekka Grönlund			
Työn nimi Tarjouskilpailu uusiutuvan energian tuotantotukijärjestelmässä			
Oppiaine Ympäristöekonomia			
Työn laji Pro gradu -tutkielma		Aika Helmikuu 2018	Sivumäärä 106 s + 8 liites.
<p>Tiivistelmä</p> <p>Energiantuotannon päästöjä tulee vähentää merkittävästi nykyisestä ja olennaista on uusiutuviin energialähteisiin perustuvan energiantuotannon lisääminen. Tavoitteena on niiden markkinaehtoinen lisääminen, mutta toistaiseksi investoinnit eivät ole käynnistyneet laajamittaisesti ilman tukea. Kiinteisiin tukitasoihin perustuvat syöttötariffit yleistivät vuosituhaten alussa merkittävästi. Tukitasojen asettaminen oikealle tasolle on kuitenkin erittäin hankalaa ja sitä on vaikeuttanut teknologian nopea kehittyminen. Uusiutuvan energian määrän lisääntyessä, myös tukimäärät kokonaisuudessaan ovat olennaisesti kasvaneet. Siten tukijärjestelmien kustannustehokkuus on entistäkin tärkeämpää. Viime aikoina lisääntyneet tarjouskilpailuun perustuvat tukijärjestelmät ovatkin olleet monella tapaa tehokas tapa ratkaisemaan aikaisempien tukiohjelmien ongelmia.</p> <p>Tarjouskilpailuun liittyy kuitenkin useita valintoja, joiden merkitys on suuri kustannustehokkuuden eli valtion menojen kannalta. Tutkielman tavoitteena on ollut luoda yleiskuva tarjouskilpailujärjestelmistä ja niihin liittyvistä valinnoista sekä pyrkiä arvioimaan merkittävimpien valintojen kustannusvaikutuksia. Merkittävimpiä valintoja ovat, perustuuko järjestelmä tavoitehintaan vai kiinteään preemioon, sekä maksetaanko tuki kunkin tarjouksen vai viimeisen voittavan tarjouksen mukaisesti. Lisäksi tutkielmassa on pyritty havainnollistamaan erilaisten tuotantomuotojen erilaista arvottamista, kattohintojen asettamista sekä tilannetta, jossa yhdellä toimijalla on useampi tarjous. Aikaisemmat tutkimukset aiheesta ovat painottuneet erilaisten järjestelmien vertailuun ja yleiseen huutokauppateoriaan. Lisäksi toteutuneita tarjouskilpailuja on arvioitu jälkikäteen lukuisissa selvityksissä. Yleinen näkemys kirjallisuudessa on, että onnistunutta tarjouskilpailua ei voida viedä sellaisenaan toiselle alueelle ja maa- tai aluekohtaiset erot vaikuttavat oleellisesti siihen, millainen tarjouskilpailujärjestelmä soveltuu parhaiten. Siten nimenomaan Suomen olosuhteisiin rakennettu simulaatiomalli helpottaa erilaisten valintojen arviointia.</p> <p>Simulaatiomallin perusteella tavoitehintaan perustuva järjestelmä tulee valtiolle halvemmaksi kuin kiinteän preemion järjestelmä. Vastaavasti kunkin tarjoajan omaan tarjoukseen perustuva järjestelmä tulee todennäköisesti halvemmaksi kuin viimeiseen voittavaan tarjoukseen perustuva järjestelmä. Mallilla ei voida mallintaa tarjoajien todellista tarjouskäyttäytymistä ja tarjoukset perustuvat totuudenmukaisiin eli kustannusperusteisiin tarjouksiin. Todellisuudessa edellä kuvatut tulokset eivät todennäköisesti ole yhtä selviä. Tulokset kuitenkin noudattavat aikaisemmissa tutkimuksissa tehtyjä arvioita. Kiinteän preemion järjestelmästä tekee kalliimman etenkin siihen kohdistuva suurempi riski, joka nostaa pääomakuluja. Tarjouksiin perustuva järjestelmä tulee aina halvemmaksi silloin, kun viimeisen voittavan tarjouksen tekijällä ei ole kannustimia nostaa omaa tarjoustaan. Kun kilpailua on riittävästi, tulevat voittavat tarjoukset todennäköisesti sijoittumaan selvästi viimeisen voittavan tarjouksen alapuolelle.</p>			
Avainsanat uusiutuva energia, tukiohjelma, tarjouskilpailu			
Säilytyspaikka Viikin kampuskirjasto, Viikinkaari 11 A (PL 62), 00014 Helsingin yliopisto			
Muita tietoja			

Faculty Faculty of Agriculture and Forestry		Department Department of Economics and Management	
Author Pekka Grönlund			
Title Auction in Renewable Energy Operating Aid Schemes			
Subject Environmental Economics			
Level Master's Thesis		Month and year February 2018	Number of pages 106 pp. + 8 appendices
<p>Abstract</p> <p>The emissions from energy production should be significantly reduced and the key measure is to increase the share of renewable energy sources. In long term, this should be market-based, but so far renewable energy investments have mainly not been launched without state aid. The number of fixed feed-in tariff schemes started to increase in the beginning of the millennium. However, setting up the correct aid levels and especially taking into consideration technological development is extremely difficult. Furthermore, as the amount of renewable energy increases, the expenditure has also increased significantly. Therefore, cost-efficiency has become even more important than before. Recently schemes based on auctions have increased their popularity rapidly. Based on the experiences so far, they have proven to be a good solution for the challenges faced with previous aid schemes.</p> <p>There are several choices to be made when implementing auctions, which have large impact on cost-efficiency or state expenditure. The aim of the thesis has been to create an overall picture of auction schemes, the choices they require and to analyze their cost effects. The main choices are between sliding and fixed premium schemes and whether aid payment is based on the individual bids or uniform price. Previous studies have focused on the comparisons between different systems and general auction theory. In addition, there are several lessons-learned type studies. Common view is that one cannot simply copy a successful auction from one market to another. Therefore, a simulation model created for Finnish conditions makes it possible to try different choices and analyse their impact.</p> <p>Based on the result of the simulation model, sliding premium scheme is more cost-efficient than fixed premium scheme. Correspondingly aid based on every individual bid rather than uniform price, would become less expensive for state. Due to restrictions in the model, it is not possible to reflect the expected behavior of the bidders and thus the bids are truthful and strictly based on costs. Therefore, the real-life implications would most likely be less clear. Nevertheless, the results are in line with previous studies and reports. Due to higher risks in fixed premium scheme, the costs of capital tend to increase in comparison to sliding premium scheme. Schemes based on individual bids should be cheaper than uniform price based scheme, unless there is incentive for the last winner to increase its bid. If there is enough competition, other winning bids should fall below the last winning bid.</p>			
Keywords renewable energy, aid scheme, auction			
Where deposited Viikki Science Library, Viikinkaari 11 A, (PL 62), 00014 Helsingin yliopisto			
Additional information			

# SISÄLLYSLUETTELO

<b>SISÄLLYSLUETTELO .....</b>	<b>4</b>
<b>1 JOHDANTO .....</b>	<b>7</b>
1.1 TUTKIELMAN RAKENNE JA TAVOITE .....	9
<b>2 UUSIUTUVAN ENERGIAN OHJAUSKEINOT .....</b>	<b>10</b>
2.1 UUSIUTUVAN ENERGIAN EDISTÄMISEN SYYT .....	10
2.2 TALOUDELLISET OHJAUSKEINOT .....	11
2.3 VEROTUS.....	15
2.4 TUOTANTOTUET (SYÖTTÖTARIFFI JA SYÖTTÖPREEMIO) .....	16
2.5 SERTIFIKAATIT JA KIINTIÖMALLIT .....	20
2.6 MUUT .....	24
<b>3 TARJOUSKILPAILU .....</b>	<b>27</b>
3.1 TARJOUSKILPAILUN HYÖDYT JA ONGELMAT .....	29
3.2 TARJOUSKILPAILUTYYPI .....	32
3.3 TARJOUSKILPAILUJÄRJESTELMÄN MUITA OMINAISUUKSIA.....	39
<b>4 ENERGIANTUOTANTOHANKKEET JA SÄHKÖMARKKINAT SUOMESSA .....</b>	<b>47</b>
4.1 SÄHKÖMARKKINAT .....	47
4.2 TUOTANTOMUODOT .....	49
4.3 UUSIUTUVAN ENERGIAN VAIKUTUS MARKKINOILLE.....	51
4.4 ENERGIAHANKKEIDEN KANNATTAVUUS JA RAHOITUS .....	52
<b>5 TULOKSET JA HERKKYYSTARKASTELU .....</b>	<b>62</b>
5.1 MENETelmä.....	62
5.2 TULOKSET.....	66
5.3 MUUT TARKASTELLUT ASIAT .....	85
<b>6 JOHTOPÄÄTÖKSET .....</b>	<b>94</b>
<b>LÄHDELUETTELO .....</b>	<b>98</b>
<b>LIITTEET .....</b>	<b>107</b>

## **Taulukkoluetelo**

Taulukko 1. Hankekustannukset.....	54
Taulukko 2. Tapaus 1 – Tarjoukset tavoitehinnan mukaan .....	67
Taulukko 3. Tapaus 1 – Tarjoukset tukitarpeen mukaan (kiinteä premio) .....	73
Taulukko 4. Tapaus 1 – Tarjoukset tukitarpeen mukaan (kiinteä premio/lisäriski) .	75
Taulukko 5. Tapaus 2 – Tarjoukset tavoitehinnan mukaan .....	78
Taulukko 6. Tapaus 2 – Tarjoukset tukitarpeen mukaan (kiinteä premio) .....	80
Taulukko 7. Tapaus 2 – Tarjoukset tukitarpeen mukaan (kiinteä premio/lisäriski) .	82
Taulukko 8. Yhteenveto: Tapaukset 1 ja 2. ....	83
Taulukko 9. Yhteenveto: Tapaukset 3-5 .....	84
Taulukko 10. Markkinaosuustarkastelu .....	90
Taulukko 11. Markkinaosuustarkastelu (uusi tilanne).....	91

## Kuvioluettelo

Kuvio 1. Teknologian kehitys suhteessa erilaisiin tukiin .....	14
Kuvio 2. Syöttötariffijärjestelmä .....	17
Kuvio 3. Sertifikaattijärjestelmä .....	21
Kuvio 4. Syöttötariffi, syöttöpreemiot ja sertifikaatit .....	24
Kuvio 5. Tarjoukset tukimäärän mukaisesti asetettuna .....	34
Kuvio 6. Laskeva tarjouskilpailu .....	36
Kuvio 7. Nouseva tarjouskilpailu .....	37
Kuvio 8. Tuotantojärjestys (merit order) .....	48
Kuvio 9. Tuotantojärjestys (merit order) lisätuotannolla .....	51
Kuvio 10. Tapaus 1 – Tarjoukset tavoitehinnan mukaan (tavoitehintamalli) .....	68
Kuvio 11. Tapaus 1 – Tukimäärä vuodessa (tavoitehintamalli) .....	69
Kuvio 12. Tapaus 1 – Tavoitehintajärjestelmän tarjoukset lisäkomponentilla .....	70
Kuvio 13. Tapaus 1 – Tavoitehintajärjestelmän tarjoukset - tehokkuustappio .....	71
Kuvio 14. Tapaus 1 – Tavoitehintajärjestelmän tarjoukset lisäkomponentilla – tehokkuustappio .....	71
Kuvio 16. Tapaus 1 – Tarjoukset tukitarpeen mukaan (kiinteä preemio) .....	74
Kuvio 17. Tapaus 1 – Tarjoukset tukitarpeen mukaan (kiinteä preemio ja lisäriski) .....	76
Kuvio 18. Tapaus 1 – Tavoitehintajärjestelmän tarjoukset (LCOE) .....	77
Kuvio 19. Tapaus 1 – Kiinteän preemion järjestelmän tarjoukset (LCOE) .....	78
Kuvio 20. Tapaus 2 – Tarjoukset tavoitehinnan mukaan .....	79
Kuvio 21. Tapaus 2 – Tukimäärä vuodessa – tavoitehintamalli .....	80
Kuvio 22. Tapaus 2 – Tarjoukset tukitarpeen mukaan (kiinteä preemio) .....	81
Kuvio 23. Tapaus 2 – Tarjoukset tukitarpeen mukaan (kiinteä preemio ja lisäriski) .....	82
Kuvio 24. Tapaus 1 – Tarjoukset tavoitehinnan mukaan (piikkiteho 1) .....	86
Kuvio 25. Tapaus 1 – Tarjoukset tavoitehinnan mukaan (piikkiteho 2) .....	87
Kuvio 26. Tapaus 1 – Tarjoukset tukitarpeen mukaan (piikkiteho 2) .....	87
Kuvio 27. Tarjoukset tukitarpeen mukaan (markkina-asema) .....	89
Kuvio 28: Tarjoukset tukimäärän mukaan (markkina-asema uusi tilanne) .....	91

# 1 JOHDANTO

Uusiutuvan energian tukemisen taustalla on taistelu ilmastonmuutosta vastaan. Euroopan Unioni on pyrkinyt suunnannäyttäjän rooliin ja päättänyt tavoitteesta saavuttaa 20 % uusiutuvan energian osuus energian loppukulutuksesta vuoteen 2020 mennessä. Jokaiselle jäsenmaalle asetettiin oma tavoitteensa ja säädösperusta luotiin uusiutuvan energian direktiivillä vuonna 2009 (ns. *RES-direktiivi*<sup>1</sup>). Suomelle asetettiin sitova tavoite nostaa uusiutuvan energian osuus 38 %:iin. (European Union 2009.) RES-direktiivi vaati jäsenmailta huomattavasti aikaisempaa suurempia panostuksia uusiutuvaan energiaan (esim. Haas et. al. 2011, 1004). Euroopan komissio julkaisi vuonna 2011 suunnitelman energia-alalle vuoteen 2050, jonka mukaan hiilidioksidipäästöjä tulisi vähentää yli 80 % vuoteen 2050 mennessä. Suunnitelma pitää sisällään useita skenaarioita, mutta kaikissa niissä uusiutuvan energian rooli on merkittävä. (European Commission 2011.) Vuonna 2015 solmittiin niin sanottu Pariisin sopimus, jonka tavoitteena on pitää ilmaston lämpeneminen alle 2 asteessa esiteolliseen aikaan verrattuna (United Nations 2015).

Myös Suomessa on valmisteltu suunnitelma, joka ulottuu vuoteen 2050 asti. Vuonna 2014 julkaistu *Energia- ja ilmastotiekartta 2050* on parlamentaarisen energia- ja ilmastokomitean mietintö ja sen mukaan energiatuotannon tulisi olla päästötöntä vuoteen 2050 mennessä. (Työ- ja elinkeinoministeriö 2014a.) Vuonna 2016 valmisteltu kansallinen energia- ja ilmastostrategia linjaa tavoitteita ja toimia vuoteen 2030. Olennaisena tavoitteena on energijärjestelmän muuttaminen täysin päästöttömäksi energia- ja ilmastotiekartan mukaisesti. Eräänä toimenpiteenä on esitetty tarjouskilpailuun perustuvaa uusiutuvan energian tuotantotukijärjestelmää. Kyse on ylimenokauden ratkaisusta ja tavoitteena on, että tulevaisuudessa uusituvan energian investointihankkeet voitaisiin käynnistää markkinaehtoisesti. (Työ- ja elinkeinoministeriö 2017.)

Kunnianhimoisista tavoitteista ja suunnitelmista huolimatta uusiutuvan energian markkinoille tuloa ovat hidastaneet korkeat investointi- tai käyttökustannukset. Siten uusiutuviin energialähteisiin perustuvien tuotantolaitosten käyttöönotto on edellyttänyt taloudellisia ohjauskeinoja. Energiaverotuksen ja Euroopan Unionin laajuisen päästökaupan lisäksi on käytetty laajasti suoria tukia. Euroopan Unionin alueella suosituimpia tukimalleja ovat olleet syöttötariffi, syöttöpremio, kiintiöjärjestelmät sekä näiden yhdistelmät (Haas et. al. 2011, 1014-1015; Steinhilber et al. 2011, 31).

Tarjouskilpailun hyödyntäminen uusiutuvan energian tukijärjestelmissä on yleistynyt vasta hiljattain. Tärkeänä ajurina Euroopassa ovat olleet Euroopan komission vuonna 2014 julkaisemat *suuntaviivat valtiontuesta ympäristönsuojelulle ja energia-alalle*

---

<sup>1</sup> RES-direktiivin päivittäminen alkoi vuoden 2016 marraskuussa ja se kattaa uusiutuvan energian edistämisen vuoteen 2030 asti (European Commission 2017).

*vuosina 2014-2020.* Kyseiset suuntaviivat määrittävät käytännössä millaisia tukijärjestelmiä Euroopan Unionin jäsenmaat voivat ottaa käyttöön. Uudet suuntaviivat tulivat voimaan 1.7.2014 ja olennaisena vaatimuksena oli tukiohjelmien markkinaehtoisuuden parantaminen. Tulevaisuudessa tuotantotukijärjestelmien tulee perustua tarjouskilpailuun tietyin poikkeuksin. (European Commission 2014.) Tarjouskilpailuun perustuvien järjestelmien määrä Euroopassa onkin lisääntynyt merkittävästi tämän jälkeen (ks. esim. Aures 12/2017, 1). Uusiutuvan energian tarjouskilpailuja voidaan pitää onnistuneena ohjauksena. Tiettyjä poikkeuksia lukuun ottamatta tukimäärät ovat pienentyneet ympäri maailmaa. (ks. esim. IRENA 2017.)

Tarjouskilpailujen voidaan katsoa myös olevan luonnollinen vaihe uusiutuvan energian edistämisessä. Vuosituhannen alku oli kiinteiden syöttötariffien aikaa. Kiinteät syöttötariffit mahdollistivat erityisesti tuulivoiman ja aurinkosähkön laajamittaisen käyttöönoton. Markkinoiden avautuminen on kiihdyttänyt teknologista kehittymistä ja siten alentanut merkittävästi kokonaistuotantokustannuksia. Samalla hankkeiden suunnittelusta tuli ammattimaista ja hankkeiden rahoittamisesta on tullut helpompaa. Edelleenkin uusiutuvan energian tuotantolaitokset ovat kuitenkin olleet kokonaiskustannuksiltaan pääsääntöisesti fossiilisia energialähteitä käyttäviä laitoksia kalliimpia ja siten ne eivät menesty markkinaehtoisesti ilman valtiontukea tai päästöjen korkeampaa hinnoittelua. Teknologian kehittyminen ja kustannusten aleneminen ovat edellytyksiä sille, että energianhankinta pysyy kustannustehokkaana ja koko energiajärjestelmä on tulevaisuudessa päästötön. Kustannustehokkaimmat uusiutuvan energian hankkeet ovat kuitenkin jo hyvin lähellä vastaavia fossiilisiin energialähteisiin perustuvia hankkeita. Siten tarjouskilpailuun eli hankkeiden väliseen kilpailuun perustuvat tukijärjestelmät näyttäisivät olevan juuri oikea keino tähän vaiheeseen.

Huutokauppaa ja tarjouskilpailuja koskevaa tutkimusta on tehty hyvin paljon. Tarjouskilpailun soveltaminen uusiutuvan energian tukijärjestelmiin on kuitenkin yleistynyt vasta hiljattain ja siksi myös tällaisen erikoistilanteen tarjouskilpailuista on hieman vähemmän tutkimuksia. Useissa tutkimuksissa lähtökohtana on ollut erilaisten tukijärjestelmien vertaileminen. Lisäksi erilaisista jo käytössä olevista tarjouskilpailujärjestelmistä on tehty lukuisia selvityksiä. Tämän tutkielman yhteydessä tehtyä simulaatiomallia ainakaan Suomen oloihin sovellettuna ei ole tiedossa. Yleinen johtopäätös kirjallisuudessa on se, ettei yhtä ainoaa oikeaa tapa järjestää tarjouskilpailua ole. Siten tällaisen mallin rakentaminen juuri tiettyihin oloihin antaa mahdollisuuden kokeilla erilaisia ominaisuuksia ja niiden vaikutuksia.



## 1.1 Tutkielman rakenne ja tavoite

Tässä tutkielmassa tarkastellaan ensin kirjallisuuskatsauksessa erilaisia uusiutuvan energian taloudellisia ohjauskeinoja. Toinen teorialuku käsittelee tarjouskilpailumalleja ja tarjouskilpailun ominaisuuksia. Kolmannessa teorialuvussa luodaan katsaus siihen, miten energiahankkeiden kannattavuutta arvioidaan. Kirjallisuuden perusteella on luotu perusmalli mahdollisesta tarjouskilpailusta ja tarkoituksena on ollut tutkia erilaisia ominaisuuksia ja näiden vaikutuksia. Analysointia varten on tehty taulukkopohjainen simulaatiomalli.

Ensisijainen tutkimuskysymys on, onko tavoitehintaan vai kiinteään preemioon perustuva järjestelmä kustannustehokkaampi. Kustannustehokkuuden mittarina on käytetty valtiolle aiheutuvien menojen määrää. Mallin avulla on myös pyritty arvioimaan, onko kunkin omiin tarjouksiin perustuva tukimaksu (ns. *tarjoushintamalli*) vai viimeiseen tarjoukseen perustuva malli (ns. *selvityshintamalli*) parempi tarjouskilpailussa. Lisäksi mallin avulla on arvioitu muita tarjouskilpailuun liittyviä ominaisuuksia. Näitä ovat markkina-aseman hyödyntäminen useamman tarjouksen tapauksessa, eri tuotantomuotojen erilainen arvottaminen sekä kattohinnan asettaminen. Myös kilpailun olennainen merkitys kustannustehokkuuden takeena on havainnollistettu ja todettu mallin avulla.

Simulaatiomalli on rakennettu todenmukaiseksi, mutta se ei kuitenkaan täysin vastaa todellista tilannetta valituista rajoitteista johtuen. Simulaation hankkeet eivät perustu yksittäisiin todellisiin hankkeisiin, vaan laskennallisiin arvoihin, joiden lähtötiedot on kerätty monista eri lähteistä. Tietyt tyypilliset polttoon tai polttoaineisiin perustuvat laitokset on rajattu mallin ulkopuolelle. Lisäksi tarjouskilpailun voittaneiden hankkeiden toteutumista ei luonnollisesti voida tällä teoreettisella mallilla seurata. Simulaatiomallin tarkoituksena on ollut havainnollistaa tarjouskilpailuun perustuvaa tukijärjestelmää ja satunnaismuuttujilla mahdollistaa myös yllättävät tulokset.

## **2 UUSIUTUVAN ENERGIAN OHJAUSKEINOT**

### **2.1 Uusiutuvan energian edistämisen syyt**

Uusiutuvan energian edistämisen taustalla on pohjimmiltaan tavoite vähentää energiantuotannon hiilidioksidipäästöjä nykyistä nopeammin. Päästökauppa ohjaa tehokkaasti päästöjen vähentämiseen, mutta sen ohjausvaikutuksen ei ole katsottu nykyisellään olevan riittävä energiasektorilla muun muassa suuresta päästöoikeuksien määrästä ja talouden odotettua hitaammasta kasvusta johtuen. Lisäksi on arvioitu, että pitkällä aikavälillä teknologian aikainen kehittäminen tulee halvemmaksi. (European Commission 2011.)

Kyse on kahden eri ulkoisvaikutuksen korjaamisesta. Toinen liittyy energiantuotannon päästöjen vähentämiseen ja toinen teknologian kehittymiseen. Ilman tukia, yksittäisillä toimijoilla ei ole riittäviä kannustimia panostaa uusiutuvaan energiaan liittyviin innovaatioihin ja niiden kaupallistamiseen. (Edenhofer et al. 2013, 175; Finon & Menanteau 2003, 5; Ollikka 2013, 290-292.)

Ulkoisvaikutusten lisäksi esimerkiksi Edenhofer et al. (2013, S13-S14) luettelevat uusiutuvan energian tukemisen poliittisiksi tavoitteiksi myös työllisyysvaikutukset, energiavarmuuden, talouskasvun, paikallisten ympäristövahinkojen vähentämisen, köyhyyden vähentämisen sekä muiden kestävyysongelmien korjaamisen. Suomessa keskustelussa on painottunut energiaomavaraisuuden lisääminen, vientituotteiden kaupallistaminen, työllisyyden lisääminen sekä kauppataseen parantaminen. Toisaalta fossiilisista energialähteistä on luovuttava jossain vaiheessa joka tapauksessa niiden rajallisen määrän takia (esim. Timmons et al. 2014, 3).

Energiaomavaraisuuden merkitys on kasvanut viime aikoina muun muassa Ukrainan tapahtumien takia. Aikaisemmin EU-alueella myönnettyjen tukien tavoitteena on ollut nimenomaan energian toimitusvarmuuden ja energiaomavaraisuuden parantaminen (Haas et al. 2011, 1014.) Myös Suomessa on pyritty kehittämään erityisesti maakaasulle vaihtoehtoisia lähteitä nykyiselle yksittäiselle tuontiputkelle. Osittain kyse on myös kilpailun lisäämisestä kaasumarkkinoilla. (ks. esim. Työ- ja elinkeinoministeriö 2016a; Työ- ja elinkeinoministeriö 2014b.)

Energiaomavaraisuudella voidaan myös parantaa kauppatasetta. Energiatuotteissa Suomen kauppataase on ollut alijäämäinen ja energiatuotteiden osuus kokonaistuonnista on merkittävä. Esimerkiksi vuonna 2015 energiatuotteiden osuus on ollut Tullin tilastojen mukaan noin 13,7 % kokonaistuonnista ja arvo noin 7,5 miljardia euroa. Aikaisemmin arvo on ollut suurempi ja muun muassa öljyn halvasta maailmanmarkkinahinnasta johtuen se on viime vuosina pienentynyt. Samana vuonna Suomi vei energiatuotteita noin

3,6 miljardin arvosta, joka vastaa koko viennistä noin 6,8 %. Energiatuotteiden kauppataase on vuonna 2015 ollut siis noin 3,8 miljardia euroa alijäämäinen. (Tulli 2016.)

Karttunen et al. (2014) ovat selvittäneet uusien energiainvestointien aluetaloudellisia ja kansantaloudellisia vaikutuksia. Selvityksessä todettiin, että vaikka uusiutuviin energialähteisiin perustuvien tuotantolaitosten taloudellisuus on fossiilisiin vaihtoehtoihin nähden heikompi ilman tukia, niin aluetaloudelliset ja kansantaloudelliset vaikutukset huomioiden kokonaisvaikutukset ovat positiiviset. Erityisesti polttoaineen vaihtaminen tuontipolttoaineista kotimaiseen polttoaineeseen tuo merkittäviä paikallisia työllisyys- ja muita hyötyjä.

Muita hyötyjä uusiutuvan energian lisääntymisestä ovat myös vähentyvät muut ilmansaasteet, kuten pienhiukkaspäästöt (esim. Barker et al. 2007, 623). OECD:n (2016) arvion mukaan ilmansaasteet tulevat johtamaan 6-9 miljoonaan ennenaikaiseen kuolemaan vuonna 2060. Nykyisin ilmansaasteiden arvioidaan johtavan noin 3 miljoonaan ennenaikaiseen kuolemaan. OECD:n arvion mukaan tämä tarkoittaa globaalisti noin 1 % alhaisempaa bruttokansantuotetta ja nopeasti kehittyvissä maissa huomattavasti suurempia kustannuksia. Ilmansaasteiden kasvu johtuu pitkälti fossiilisten polttoaineiden käytöstä. (OECD 2016.)

Uusiutuvan energian investointien hyötyjen suuruus riippuu paljon siitä, millaista tuotantoa korvataan ja nettovaikutukset voivat jäädä vähäisiksi. Erityisesti arvioita työllisyshyödyistä on kritisoitu liian positiivisiksi (ks. esim. Böhringer et al. 2013). Uudet tuotantolaitokset lisäävät työpaikkoja, mutta saattavat samalla vähentää työpaikkoja toisaalla. Böhringer et al. (2013) selvityksen mukaan työllisyysvaikutukset ovat negatiiviset silloin, kun uusiutuvan energian tuki rahoitetaan yleisellä tuloverolla. Jos tuet ovat pieniä ja ne rahoitetaan sähköverolla, voivat vaikutukset olla positiiviset. Tutkijat keskittyvät analyysissään kuitenkin lähinnä työmarkkinoihin ja niiden jäykkyyteen, eivätkä ota huomioon esimerkiksi teknologian kehityksestä aiheutuvia heijastusvaikutuksia työllisyyteen.

## 2.2 Taloudelliset ohjauskeinot

Uusiutuvan energian edistämisessä on pohjimmiltaan kyse markkinahäiriön korjaamisesta. Markkinat eivät tyypillisesti ota täysimääräisesti huomioon päästöistä aiheutuvia kustannuksia hinnanmuodostuksessa. Siten koko yhteiskuntaa koskevat kustannukset ovat suuremmat kuin yksittäisten yritysten kohtaamat kustannukset. (esim. Hanley et al. 2007, 42-43.) Niin sanotun *saastuttaja maksaa -periaatteen* (polluter pays principle) mukaan tahon, joka on vastuussa saasteista ja siten niistä aiheutuvista haitoista, tulisi myös maksaa näistä aiheutuva haitta (esim. Hanley et al. 2007, 83). Jokaisen tuotantomuodon kustannusten tulisi heijastaa sen yhteiskunnallisia kustannuksia

täysimääräisesti. Jos markkinat ottaisivat ulkoisvaikutukset huomioon täysimääräisinä tuotantomuotojen hinnanmuodostuksessa, monet uusiutuvan energian tuotantomuodot olisivat jo nykyisellään fossiilisia energiamuotoja kannattavampia. (esim. Timmons et. al. 2014, 29-30).

Tehokkainta olisikin verottaa niitä tuotantomuotoja, jotka saastuttavat eli hinnoitella ulkoisvaikutus ja siten nostaa saastuttavan toiminnan kustannuksia. Tyypillisesti tämä voidaan tehdä lisämaksulla tai verolla (ns. *Pigou'n vero*), kuten hiiliverolla (esim. Finon & Menanteau 2003, 56; Hanley et. al. 2007, 83-85.) Koska yritysten tuotantoprosessit poikkeavat toisistaan, ne yritykset, joiden saastuttamisen vähentämiskeinot ovat halvimpia, toimivat ensimmäisinä. Lisäksi tällainen lisäkustannus kannustaa toimijoita kehittämään toimintaa ja tuotantoteknologioitaan puhtaammaksi, jotta kustannuksissa voidaan säästää tulevaisuudessa. (Hanley et. al. 2007, 85.)

Negatiivisten ulkoisvaikutusten hinnoittelu on kuitenkin vaikeaa. Vero- tai maksutasojen määrittäminen on hankalaa, sillä päästöistä aiheutuvan negatiivisen ulkoisvaikutuksen tarkkaa rahallista arvoa on vaikea arvioida tarkasti (esim. Finon & Menanteau 2003, 56). Muita haasteita ovat esimerkiksi päästöjen mittaamisen ja valvonnan vaikeudet sekä moraalikato. Lisäksi tuotantokustannusten noustessa myös tuotteiden hinnat nousevat, mikä pienentää kuluttajien ostovoimaa. (Hanley et. al. 2007, 90.) Verotasojen noston välttämistä on perusteltu usein myös kotimaisten yritysten kilpailukyvyn heikkenemisellä. Siten tuet on nähty poliittisesti veroja hyväksyttävämpinä (esim. Borenstein 2012, 79). Tämä luonnollisesti nostaa valtion menoja tulojen sijaan.

Eri ohjauskeinojen välillä kysymys on paljolti siitä, kenelle kustannukset aiheutuvat ja kuka kantaa riskin. Pääsääntöisesti kustannukset maksavat joko valtio, energiayhtiöt tai kuluttajat. Kahdessa ensimmäisessä kustannukset katetaan joko veroilla tai sähkölaskuissa ja siten kansalaiset maksavat tuet lopulta joka tapauksessa. Jos tuki rahoitetaan sähkön käyttäjien tariffimaksuina, niin enemmän sähköä käyttävät maksavat suuremman osuuden. Valtion varoista maksettavat tuet maksetaan lähinnä verotuloista eli verorasitteen mukaisesti veronmaksajilta. Valtion budjetista maksettaviin tukiin voi liittyä riski, että tukia leikataan valtion taloutta sopeutettaessa. Hyötynä on kuitenkin se, että tuilla ei vaikuteta kuluttajien sähkön hintaan. Tällä voidaan siten vaikuttaa yritysten kilpailukykyyn alhaisempien tuotantokustannusten muodossa ja asuntojen energialaskuun. (Couture & Gagnon, 959.) Tuotantotuet siirtävät riskiä tyypillisesti tuottajilta valtiolle<sup>2</sup> ja sertifikaattijärjestelmissä riski säilyy pitkälti energiayhtiöillä. Riskejä on tarkasteltu tarkemmin myöhemmin tässä tutkielmassa.

Yleisimpiä pääkeinoja uusiutuvan energian edistämiseen ovat verotuet, sertifikaatit, syöttötariffit ja investointituet (esim. Batlle 2011, 2588). Nämä keinot voidaan jakaa investointeihin kohdistuviin (esim. investointituet ja tuetut lainat) ja tuotantoon kohdistuviin (esim. syöttötariffit ja vihreät sertifikaatit) toimenpiteisiin (Haas et al. 2011,

---

<sup>2</sup> Erityisesti takuuhintajärjestelmät

1011). Jako ei ole kuitenkaan täysin yksiselitteinen, sillä esimerkiksi tuotantotukienkin tavoitteena on pääsääntöisesti investointien käynnistäminen ja suurin ero puhtaisiin investointitukiin on se, että tuki maksetaan jälkikäteen tuotantoa vastaan.

Varsinaisten uusiutuvan energian ohjauskeinojen lisäksi uusiutuvaa energiaa edistetään päästökaupalla ja yleisellä energiaverotuksella. Näiden lisäksi on vielä erilaisia epäsuoria keinoja, joiden tarkoituksena on esimerkiksi varmistaa, että olosuhteet ovat edulliset uusiutuvan energian lisääntymiselle pitkällä aikavälillä. Tällaisia keinoja ovat esimerkiksi vanhojen tukien poistaminen fossiiliselta tuotannolta ja kevyet lupamenettelyt. Käytössä on myös erilaisia vapaaehtoisia keinoja, jotka usein perustuvat kuluttajien haluun maksaa ylimääraistä esimerkiksi tietyt kriteerit täyttävästä sähköstä. Alkuperävarmennettua sähköä voidaan käyttää myös yritysten maineen parantamiseen. (Haas et al. 2011, 1011-1012.)

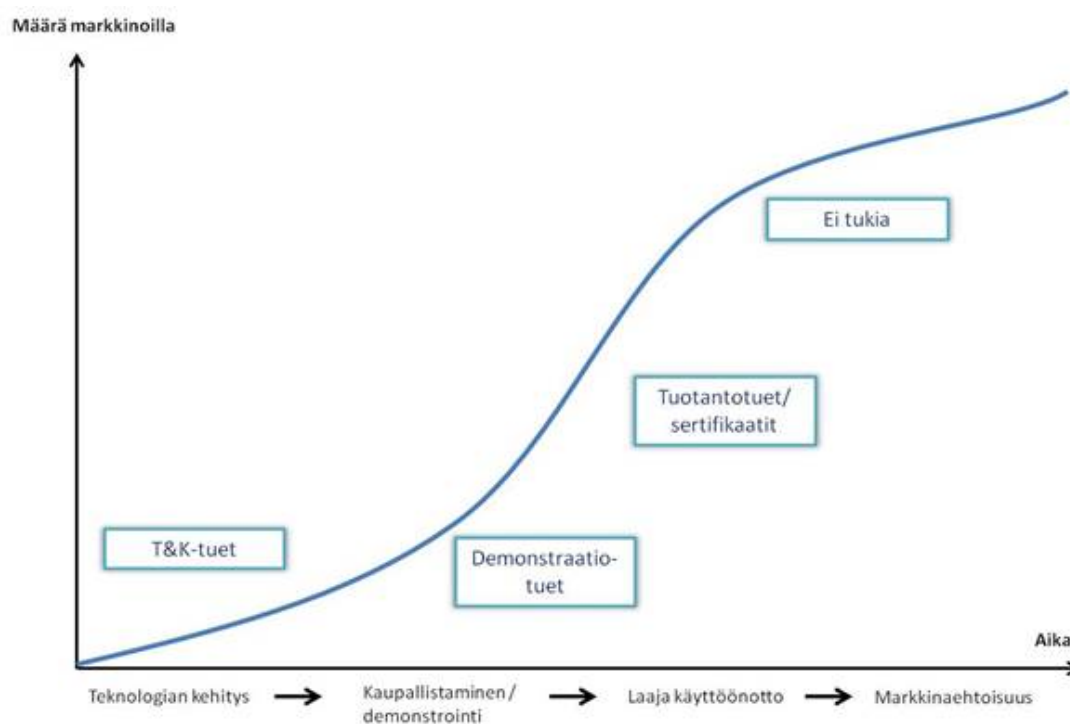
Talousteorian mukaan kutakin tavoitetta varten tarvitaan vastaava määrä ohjauskeinoja (Tinbergen 1952). Käytännössä valtiot käyttävät kuitenkin tyypillisesti useita eri ohjauskeinoja. Muiden ohjauskeinojen yhdistämistä päästökauppaan on pidetty ongelmallisena. Esimerkiksi Böhringen ja Rosendahl (2010) ovat tutkineet velvoitejärjestelmän tehokkuutta päästökaupan oloissa ja todenneet, että lopputuloksena on kaikkein saastuttavimpien tuotantomuotojen lisääntyminen. Tämä johtuu siitä, että velvoitejärjestelmä alentaa saastuttamisen varjohintaa, josta hyöttyy eniten juuri kaikista saastuttavimmat energiamuodot. Päällekkäiset ohjauskeinot myös heikentävät niiden vaikuttavuutta. Lisäksi toimien kokonaiskustannukset saattavat merkittävästi kasvaa (esim. Böhringer et al. 2009; Flues et al. 2014, 93). Esimerkiksi Boetersin ja Koornneefin (2011) mukaan EU:n vuodelle 2020 asettamien tavoitteiden kustannukset ovat noin 6 % korkeammat verrattuna siihen, että uusiutuvalla energialle ei olisi erikseen tavoitetta. Koko EU-alueen yhteinen tavoite ilman jäsenmaakohtaisia tavoitteita ja päästökaupan kanssa osin päällekkäisiä tukiohjelmia, olisi alueen kannalta todennäköisesti kustannustehokkaampi ratkaisu. Tarkastelu perustuu kuitenkin lähinnä päästöjen vähentämiseen lyhyellä aikavälillä, eikä ota huomioon esimerkiksi teknologian kehittymistä ja siten dynaamisia vaikutuksia.

Esimerkiksi Acemoglu et al. (2012) kertovat, että uusiutuvien energialähteiden teknologioiden kehittämiseen kannattaa kuitenkin panostaa päästökaupan lisäksi. Päästöhinnoittelun lisäksi tarvitaan myös innovaatioita ja teknologista kehitystä edistäviä toimenpiteitä. Päästökauppa yksistään ei luo riittäviä kannustimia tähän. (esim. Barker et al. 2007, 661-662.)

Teknologioita kannattaa kehittää ja kaupallistaa ainoastaan, jos niille on riittävät markkinat teknologioiden kypsyessä. Edenhofer et al. (2013) toteavat, että uusiutuvan energian investointien pitkäikäisyydestä johtuen myös markkinoiden tulee olla pitkäikäisiä. Sähkön futuurimarkkinat harvoin ulottuvat muutamaa vuotta pidemmälle ja siten varmuuden lisääminen kysyntään liittyvillä toimilla on tarpeellista. (Edenhofer et

al. 2013, S18.) Lisäksi on huomioitava, että sähkö on tuotteena melko homogeeninen. Siten uudenlaisia tuotantomuodoilla ei voida esimerkiksi niche-markkinoiden kautta hakea kilpailuetua, kuten monissa uusissa kuluttajatuotteissa. Tätä on myös käytetty perusteena valtion toimenpiteille uusiutuvan energian saralla. (Edenhofer et al. 2013, S19.)

Kuviossa 1 alla on esitetty teknologian kehityksen eri vaiheet suhteessa erilaisiin tukiin. Teknologian varhaisessa kehityksessä yritystä tai teknologian kehittämistä tuetaan tyypillisesti erilaisilla T&K-tuilla ja riskilainoilla. Ensimmäisissä kaupallisissa teknologian demonstraatiohankkeissa teknologiset riskit ovat edelleen korkeat ja usein investointituki on tehokas tuki-instrumentti tähän vaiheeseen sen joustavuudesta johtuen. Teknologian kypsyessä sitä voidaan edistää edelleen tuotantotuilla tai sertifikaattijärjestelmillä, joilla voidaan luoda riittävä kysyntä. Lopulta tukea ei enää tarvita, koska teknologia voi kilpailla markkinaehtoisesti muita tuotantoteknologioita vastaan.



Kuvio 1. Teknologian kehitys suhteessa erilaisiin tukiin (mukailtu IEA & Bergek & Jacobsson 2010, 1265.)

Pohjimmiltaan uusiutuvan energian taloudellisten ohjauskeinojen tulisi lisätä uusiutuvaa energiaa mahdollisimman paljon mahdollisimman halvalla (Rathmann et al. 2011, 9).

## 2.3 Verotus

Energian käyttöä tai tuotantoa verotetaan käytännössä kaikkialla maailmassa ja siten uusiutuvien energioiden taloudellisissa ohjauskeinoissa on aina otettava huomioon olemassa oleva energiaverojärjestelmä. Energiaverotuksella voidaan pyrkiä vähentämään energiantuotannosta aiheutuvaa ympäristörasitetta esimerkiksi verottamalla hiilidioksidi- tai muita päästöjä aiheuttavaa tuotantoa. Verotuksella voidaan myös suosia kotimaisia raaka-aineita, kuten esimerkiksi Suomessa turvetta. Toisaalta energiaveroilla on merkittävä valtiontaloudellinen vaikutus. (VTT 2004, 189.)

Verotuksella voidaan edistää uusiutuvan energian lisääntymistä kahdella eri tavalla. Ensimmäinen keino on fossiilisten eli vaihtoehtoisten energiamuotojen verotuksen kiristäminen. Toinen on vaikuttaminen suoraan uusiutuvan energian verotukseen, joko vapauttamalla nämä verotuksesta tai antamalla uusiutuvia energialähteitä käyttäville tai kehittäville yrityksille muita verohelpotuksia. (Haas et al. 2011, 1013; Held et al. 2013, 82.)

Kuten edellä todettiin, verotuksessa voidaan ottaa käyttöön ns. pigoun vero eli haittavero (esim. Hanley et al. 2007, 84), joka kohdistetaan ulkoisvaikutuksiin (Cansino et al. 2011, 6005-6006). Useiden taloustieteilijöiden, kuten Böhringerin ja Rosendahlin (2011) mukaan nimenomaan paras keino yksittäisten ulkoisvaikutusten, kuten hiilidioksidipäästöjen vähentämiseen on juuri haittavero. Verotuskeinojen heikkoutena on niiden alttius poliittisille muutoksille (Ecofys et al. 2011, 227).

Cansino et al. (2011) ovat käyneet läpi EU:n jäsenmaissa olevia verotuskäytäntöjä, joilla pyritään edistämään uusiutuvan energian tuotantoa. Tutkimuksessaan he ovat erotelleet suorat ja epäsuorat verot. Suoriin veroihin voi liittyä helpotuksia tai vapautuksia esimerkiksi siten, että uusiutuvan energian tuotantolaitoksen investointikustannukset voidaan joko osittain tai kokonaan vähentää tuloverotuksesta. Myös kiinteistöverotaso voidaan alentaa sellaisissa kiinteistöissä, joihin on asennettu uusiutuvan energian tuotantokapasiteettia. (Cansino et al. 2011, 6002-6003.) Epäsuoriksi veroiksi Cansino et al. (2011, 6003-6004) mainitsevat arvonlisäveron ja vapautukset valmisteveroista. Verohelpotuksia voidaan myöntää myös sähköverosta, kun sähkö on tuotettu uusituvista energialähteistä. Lämmöntuotannossa vapautuksia voidaan myöntää polttoaineveroista.

Suomessa tehtiin vuonna 1994 veromuutos, jossa primäärienergiälähteille määrättiin energiasisältövero ja polttoaineiden käyttöä alettiin verottaa hiilidioksidipäästöjen mukaan. (VTT 2004, 189.) Verotus on kansallisessa päätäntävallassa, mutta EU pyrkii yhdenmukaistamaan jäsenmaiden energiaverotuskäytäntöjä (VTT 2004, 192). Energiaverodirektiivi määrittää EU:n jäsenmaiden minimivelvoitteet ja tiettyjä muita rajoitteita. Esimerkiksi sähköntuotannosta ei kanneta veroa, vaan vero maksetaan kulutuksesta. Lämmöntuotannossa sen sijaan myös tuotannosta kannetaan polttoaineveroa. (Verohallinto). Suomessa käytössä on eri sähköveroluokkia, joiden

perusteella teollisuus, kaivokset ja konesalit maksavat alemman veroluokan mukaista sähköveroa sähkönkulutuksesta. Lisäksi pientuotanto eli alle 100 kVA:n nimellistehoissa voimalaitoksissa sekä alle 800 MWh tuottavissa laitoksissa tuotettu sähkö on vapautettu sähköverosta omassa käytössä. Yhdistetyssä sähkön- ja lämmöntuotannossa tuotetun lämmön hiilidioksidivero-osuus on puolitettu. (Verohallinto.)

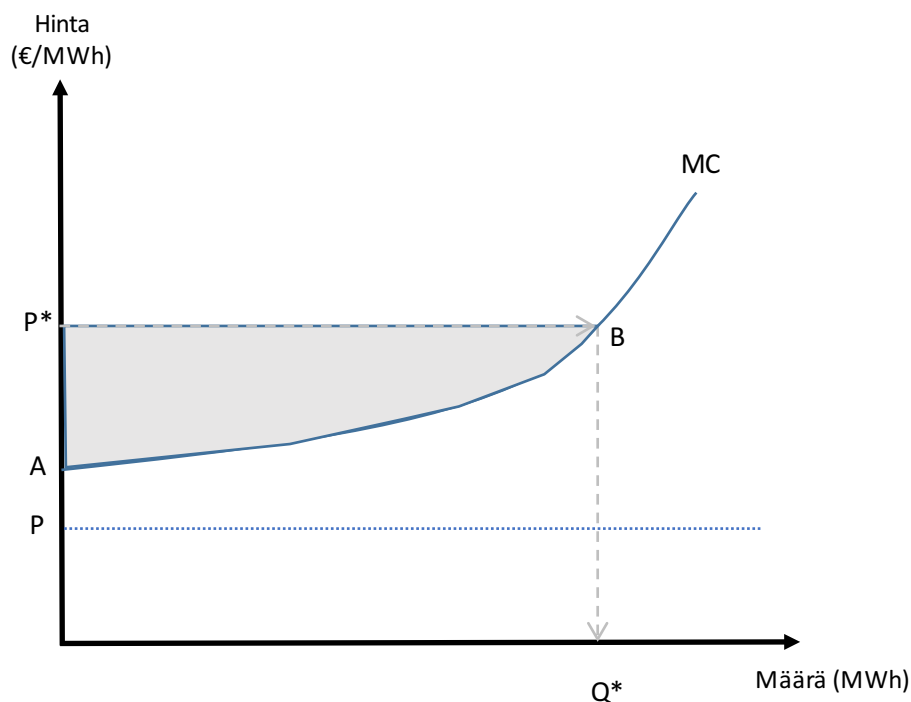
## 2.4 Tuotantotuet (syöttötariffi ja syöttöpremio)

Tuotantotuet ja etenkin syöttötariffit ovat viime vuosina olleet yleisin uusiutuvan energian taloudellinen ohjauskeino (esim. Lucas et al. 2013, 9; Batlle 2011, 2587.) Syöttötariffit alkoivat yleistyä 1980-luvulta lähtien EU-alueella ja ensimmäisiä syöttötariffin käyttöön ottaneita maita olivat Tanska, Saksa, Italia ja myöhemmin Espanja. (Haas et al. 2011, 1015-1016; Bergek & Jacobsson 2010, 1255; Kylili & Fokaides 2014, 228.)

Tuotantotukia on useita erilaisia, mutta yleisin niistä on syöttötariffi (feed-in tariff, FiT). Syöttötariffia käytetään myös yleisnimenä tarkoittamaan varsinaisen syöttötariffin lisäksi myös syöttöpremiota (feed-in premium, FiP). Syöttötariffi on yleensä kiinteähintainen maksu tuotettua sähköä vastaan (€/MWh). Syöttöpremio on sen sijaan esimerkiksi sähkön markkinahinnan päälle maksettava tukimaksu eli premio (esim. Couture & Gagnon 2010, 956; Batlle 2011, 2587.)

Syöttötariffin tukitason on tarkoitus vastata kyseisen energialähteen yksikkökustannuksia eli niin sanottuja tasoitettuja energiantuotantokustannuksia (*levelized costs of energy*, LCOE) (ks. tarkemmin luku 4.4). Käytännössä viranomainen asettaa hinnan, jonka uusiutuvan energian tuottaja saa varmuudella. Syöttötariffit ovat niin sanottuja hintaperusteisia mekanismeja (Batlle et al. 2012, 213) ja siten tukitason asettaminen on syöttötariffijärjestelmissä merkittävin valinta. Kuviossa 2 alla on kuvattu syöttötariffijärjestelmä. MC-käyrä kuvaa yksittäisten hankkeiden tuotantokustannuksia järjestyksessä halvimasta kalleimpaan. Markkinahintaa on kuvattu suoralla P. Tämä voi olla esimerkiksi sähkön markkinahinta. Kuviossa syöttötariffi- eli tukitasoksi on asetettu  $P^*$ , jolloin kaikki tuen piiriin hyväksyttävät hankkeet saavat tämän tukitason. Piste B jälkeen hankkeiden rajakustannukset ylittävät syöttötariffitasoa ja siten tuenkaan avulla hankkeiden kannattavuus ei ole riittävä. Tukiohjelman piiriin tulee siten  $Q^*$  määrä tuotantoa. Syöttöpremiojärjestelmä toimii muutoin samalla tavalla, mutta tukea maksetaan  $P^* - P$  verran.





Kuvio 2. Syöttötariffijärjestelmä (mukailtu Finon & Menanteau 2003)

Syöttötariffin perusmallina voidaan pitää sellaista, jossa tuki maksetaan kiinteänä myytävän energiatuotteen markkinahinnasta tai muista tekijöistä riippumatta. Tukea voidaan maksaa kaikille hyväksytyille tuotantomuodoille saman verran eli teknologianeutraalisti tai tukitasot voidaan asettaa teknologiakohtaisesti. (Batlle et al. 2012, 213.) Teknologiakohtaisten tukitasojen syynä on tarve tukea useampaa teknologiaa siten, että halvimpien teknologioiden tai hankkeiden tuotto tuen avulla ei nouse kohtuuttomaksi (Finon & Menanteau 2003, 59).

Perusmallin heikkoutena on joustamattomuus ja se, ettei se reagoi markkinoilla tapahtuviin muutoksiin. Lisäksi tuen reaaliarvo pienenee ajan kuluessa muun muassa inflaation seurauksena. Perusmalli on investoijille melko riskitön ja hankkeiden kassavirrat pystytään laskemaan hyvin tarkasti etukäteen (Couture & Gagnon, 957). Kassavirtojen ennakoitavuudesta ja alhaisista riskeistä johtuen uusiutuvan energian investoinneille tyypillisesti korkeat rahoituskulut ovat myös pienemmät (Rathmann et al. 2011, 71).

Inflaatio voidaan huomioida syöttötariffia suunniteltaessa, jolloin nimellinen tukitaso kasvaa ajan kuluessa. Tukiohjelma voidaan sopeuttaa ottamaan huomioon inflaatio tukitasossa esimerkiksi ennalta määritellyn kaavan mukaan tai laskemalla inflaatio vuosittain. Inflaation sisällyttämällä tukeen voidaan alentaa riskiä ja houkutella suurempi määrä investoijia toteuttamaan hankkeitaan. Myös muita markkinatekijöitä voidaan ottaa huomioon tukitasoissa. Tällaisten kaavojen tekeminen on kuitenkin erittäin hankalaa ja ne saattavat heikentää tukiohjelmien ennakoitavuutta. Tuen maksua voidaan myös

painottaa investointien alkuvaiheeseen. Investointeihin liittyvät rahoituskulut ovat suurimmillaan ensimmäisinä vuosina ja siten näitä kustannuksia kompensoimalla etupainotteisesti voidaan alentaa riskiä ja kustannuksia pitkällä aikavälillä. (Couture & Gagnon, 957-958.)

Syöttöpremio vastaa pitkälti syöttötariffia, mutta tuki maksetaan preemiona markkinahinnan päälle. Syöttöpremiossa sähkön tuottaja myy tuotetun sähkön markkinoille, jolloin se myös kohtaa markkinoilla olevan kilpailun (ks. esim. Couture & Gagnon 2015, 956). Premio voi olla kiinteähintainen sähkön markkinahinnan päälle maksettava tuki tai muuttuva premio, joka riippuu markkinatekijöistä. (Batlle et al. 2012, 214; Couture & Gagnon, 959-960). Suomessa on ollut käytössä niin sanottu tavoitehintajärjestelmä, jossa tuki maksetaan tavoitehinnan ja sähkön markkinahinnan erotuksena (L 30.12.2010/1396).

Jos premio maksetaan sähkön markkinahinnan päälle ilman riippuvuutta sähkön hinnasta, voi se johtaa ylisuuriin tai riittämättömiin tukiin. Myös riski tuottajille on suurempi. Erilaiset muuttuvat premiomallit ovat yleensä hankalampia suunnitella, mutta niissä on lukuisia etuja. Muuttuvilla tuilla voidaan paremmin heijastaa markkinamuutoksia tai ohjata tuotantoa siihen hetkeen, kun kulutus eli kysyntä on suurinta. Premiojärjestelmään voidaan myös lisätä lattia- ja kattohinnat, joiden avulla ennakoitavuutta voidaan parantaa ja riskiä pienentää. Tällä voidaan myös pienentää ylisuurien tai alimitoitettujen tukien riskiä. (Couture & Gagnon, 960-961.) Espanjassa syöttöpremiojärjestelmässä tuelle on asetettu vaihteluväli (Batlle et al. 2012, 214).

Suomessa on käytössä melko poikkeuksellinen tuotantotukijärjestelmä metsähakekäytölle voimalaitoksissa. Tuki maksetaan samalla tavalla kuin syöttöpremio eli maksuna sähkön markkinahinnan päälle. Tukimäärä perustuu kuitenkin metsähakkeen ja turpeen tuotantokustannusten erotukseen. Tarkoituksena on tehdä metsähakkeesta turvetta edullisempaa monipolttoainelaitoksissa, joissa voidaan polttaa metsähaketta tai turvetta. Tuki riippuu turpeen verotasosta ja päästöoikeuden hinnasta ja tukimäärä vaihtelee 13,13-18,00 €/MWh välillä. Jos päästöoikeuden hinta nousee yli 23 euron, tukea ei makseta. Myös turpeen verotason nosto vähentää tukimäärää. (ks. esim. Työ- ja elinkeinoministeriö 2016b, 27-28.)

Tuotantotuki voidaan kattaa joko sähkönkäyttäjiltä perittävillä maksuilla tai suoraan valtion talousarviosta. Suomen perustuslaista johtuen tukea ei voida periä veroluonteisilla maksuilla, joten rahoituksen on tultava valtion talousarviosta. (Työ- ja elinkeinoministeriö 2016b, 51.)

Syöttötariffit ovat useimmissa tutkimuksissa olleet tehokkaimpia keinoja uusiutuvan energian lisäämisessä ja kustannustehokkuudessa. Nämä kaksi kriteeriä ovat yleisimmät

tukiohjelmien tehokkuuden mittareita. (esim. del Río & Linares 2014, 43; Finon & Menanteau 2003, 79.)

Uusiutuvan energian lisäämisen lisäksi tuotantotuilla on myös välillisiä, joskin hankalammin osoitettavia hyötyjä. Vakaa tukipolitiikka ja riittävän suuret tuet kannustavat kansainvälisiä yrityksiä investoimaan maahan, mikä lisää kilpailua ja alentaa hintoja. Esimerkiksi vuonna 2003 Saksassa oli käytössä syöttötariffi, kun Isossa-Britanniassa käytössä oli sertifiikaattijärjestelmä. Isossa-Britanniassa kaikista tuulivoimaturbiinitoimituksista vastasi viisi yritystä, kun Saksassa toimittajia oli yhdeksän. (Butler & Neuhoff 2008, 1863.) Syöttötariffit ovat myös luoneet oman maan laitetoimittajille laajat kotimarkkinat. Tästä osoituksena ovat erityisesti sellaiset maat, joissa on alun perin olleet korkeat syöttötariffit ja jotka ovat myös onnistuneet lisäämään kyseisen alan teollisuutta. Tällaisia ovat esimerkiksi Saksan, Tanskan ja Espanjan vahvat tuulivoimateollisuudet. (Lauber & Mez 2004, 19-20; Butler & Neuhoff 2008, 1863; Finon & Menanteau 2003, 78.)

Tuotantotukien merkittävin haaste on ollut se, että tukitasot asetetaan hallinnollisesti. Syöttötariffin asettaminen haitasta aiheutuvan kustannuksen perusteella on äärimmäisen hankalaa. Käytännössä tällaista ei juurikaan käytetä, vaan tukitaso on asetettu taloudellisin perustein ja vertailuna käytetään joko markkinahintoja tai vaihtoehtoisten, yleensä fossiilisten, energialähteiden kokonaistuotantokustannuksia. (Haas et. al. 2011, 1011.) Lisäksi hankkeiden kustannukset poikkeavat toisistaan ja siten yksittäisille hankkeille saatetaan maksaa merkittävää ylitukea, vaikka kokonaistavoitteeseen nähden tukitaso olisi oikein asetettu. Kuviossa 2 edellä pinta-ala ABP\* kuvaa tätä tehokkuustappiota.

Jos viranomaisilla ei ole samaa tietoa käytössä kuin hankekehittäjillä, on vaarana, että tukitaso on väärä. Tukitasoihin jälkikäteen tehtävät muutokset taas lisäävät epävarmuutta tukijärjestelmää kohtaan. (esim. Lesser & Su 2008, 982.) Epäsymmetrisen informaation lisäksi hallinnollisesti asetetuissa tariffitasoissa on se ongelma, että prosessiin saattavat vaikuttaa eturyhmät (esim. Held et al. 2013, 7).

Yleinen heikkous on myös, että tukea maksetaan sama määrä markkinasignaaleista riippumatta. Tukitason vaihtelu esimerkiksi kysynnän mukaan olisi tärkeää. Tällöin tuottajilla olisi kannustin ajoittaa huoltotoimet alhaisen kysynnän hetkeen ja pyrkiä tuottamaan maksimimäärä korkean kysynnän aikaan. (del Río & Linares 2014, 43.)

Rio ja Linares (2014) mukaan kaksi suurinta ongelmaa syöttötariffijärjestelmissä ovat liian korkeat tukitasot ja siten kokonaiskustannusten karkaaminen sekä koordinaation puute eri viranomaisten kesken. Usein esimerkiksi lupaviranomaiset ovat alueellisia ja koordinaation puute johtaa usein kokonaistehokkuuden heikentymiseen, kun kustannustehokkaimmat hankkeet eivät saa lupia. (del Río & Linares 2014, 48.)

Syöttötariffijärjestelmiä kritisoidaan myös siitä, että ne eivät kannusta tekemään parannuksia prosesseissa. Esimerkiksi Tamás et al. (2010, 4046) argumentoivat, että tuella irrotetaan tuotantoa markkinatekijöistä. Heidän mukaansa fossiilisia polttoaineita käyttävät laitokset voivat jatkaa toimintaansa ja toisaalta uusiutuvaa energiaa tuottavilla yrityksillä ei ole riittäviä kannustimia tehostaa tuotantoaan ja alentaa kustannuksia. Tämä johtuu siitä, että valtio kustantaa ylimääräisen kustannuksen, joka niille aiheutuu uusiutuvan energian tuottamisesta. Pitkällä aikavälillä yrityksillä ei näin ole riittäviä kannustimia etsiä entistä tehokkaampia keinoja tuottaa uusiutuvaa energiaa. Toisaalta syöttötariffitasot on pääosin määriteltty etukäteen, jolloin yrityksillä on nimenomaan kannustin investoida mahdollisimman tehokkaisiin laitoksiin, jotta niiden tuotto olisi mahdollisimman suuri. Tämä ajaa tuotantoteknologioita kehittäviä yrityksiä kehittämään teknologiaa entistä enemmän.

Tamás et al. (2010) ovat myös todenneet, että syöttötariffilla kokonaisenergiantuotanto kasvaa uusiutuvan energian tuotannon lisääntyessä. Tällä saattaa olla haitallisia vaikutuksia muihin päästöjenvähentämiskeinoihin, kuten kysyntään liittyviin keinoihin.

## 2.5 Sertifikaatit ja kiintiömallit

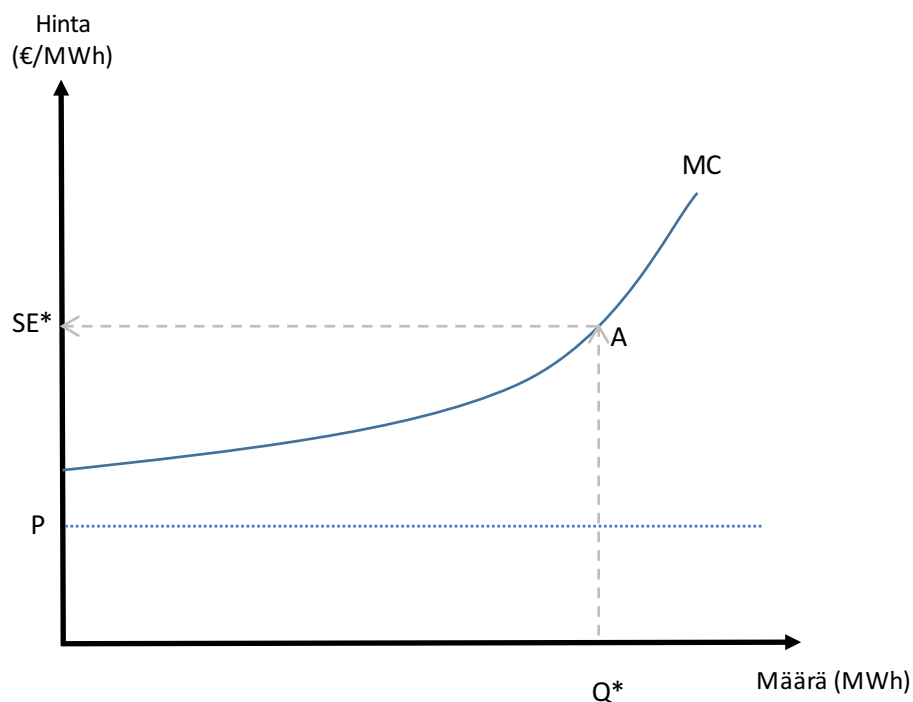
Sertifikaattimalleissa (esim. vihreät sertifikaatit tai renewable energy portfolio standard, RPS) energian tuottajalle, kuluttajalle tai myyjälle asetetaan jokin esimerkiksi prosentuaalinen tavoite – kiintiö, joka kasvaa tai pienenee vuosittain. Ne, joita uusiutuvan energian velvoite koskee, voivat joko itse tuottaa uusiutuvan energian ja siten saada myytäviä sertifikaatteja tai voivat kattaa osan velvoitteesta tai velvoitteen kokonaisuudessaan ostamalla sertifikaatteja muilta. (esim. Aune et al. 2012, 992; Finon & Menanteau 2003, 61; Haas et al. 2011, 1012.)

Jos velvoite asetetaan energiantuottajille, niin uusiutuvan energian tuottaja saa tyypillisesti yhden sertifikaatin jokaista tuotettua megawattituntia kohden. Jos yritys kokonaisuudessaan tuottaa enemmän sertifikaatteja, kuin sen kyseisen vuoden määrätavoite on, voi se myydä sertifikaatteja muille toimijoille. Jos sertifikaateista on niukkuutta, nousee niiden hinta ja uusiutuvan energian tuotantolaitosten investoinneista tulee kannattavampia. (Ackermann et al. 2001, 202.)

Ensimmäinen tällainen järjestelmä perustettiin Hollantiin 1998 (Ackermann et al. 2001, 202). Myös Belgian Flandersissä, Isossa-Britanniassa sekä Ruotsissa on otettu sertifikaattijärjestelmä käyttöön (Bergek & Jacobsson 2010, 1256). Ruotsin ja Norjan nykyistä yhteistä järjestelmää pidetään usein hyvänä esimerkkinä sertifikaattijärjestelmästä. Kyseisessä järjestelmässä sähkösertifikaatteja saavat vanhat ja uudet tuulivoimalat, biomassaan perustuvat lauhdelaitokset sekä yhdistetyn sähkön- ja lämmöntuotannon laitokset (ns. CHP-laitokset), geotermisen energian tuotantolaitokset,

aurinkovoimalat, suuret vesivoimalat sekä aaltovoimalat. Sertifikaatteja voidaan myydä erillisillä sertifikaattimarkkinoilla ja tämä tulo on ylimääräistä sähkön myynnistä saatavan tulon päälle. Sertifikaatteja voidaan myös siirtää seuraaville vuosille. Kaikki tuotantomuodot ovat samanarvoisia eli tuotetusta megawattitunnista saa yhden sertifikaatin riippumatta siitä, mikä uusituvan energian tuotantomuoto on kyseessä. Siten järjestelmä on teknologianeutraali. Vuosittain jokaisen, jota velvoite koskee, tulee esittää määrävelvoitteen mukainen määrä sertifikaatteja. Tämä on tietty prosenttiosuus kokonaistarjonnasta. (Bergek & Jacobsson 2010, 1258.)

Siinä missä syöttötariffeissa päätetään lähtökohtaisesti tukitaso eli hinta, niin vihreissä sertifikaateissa päätetään määrä (Finon & Menanteau 2003, 63). Alla olevan kuvion 3 mukaisesti sertifikaatin hinta määräytyy tavoiteltavan määrän ja rajakustannuskäyrän leikkauspisteessä A. Sertifikaatin hinnaksi tulee siten  $SE^* - P$ .



Kuvio 3. Sertifikaattijärjestelmä (mukailtu Bergek & Jacobsson 2010)

Teoriassa syöttötariffin ja sertifikaattijärjestelmän tulisi johtaa samaan tulokseen. Näin ei kuitenkaan ole käytännössä epäsymmetrisestä informaatiosta johtuen. (Weitzman 1974, 477; Cropper and Oates 1992, 682). Jompaakumpaa mallia voidaan suosia riippuen siitä, millainen tuotantokustannuskäyrän oletetaan olevan. Tasainen tuotantokustannusten käyrä tarkoittaa sitä, että pieni virhe oikean hinnan arvioinnissa hintaperusteisessa järjestelmässä tuottaa huomattavasti enemmän hankkeita, kuin on arvioitu. Tämä nostaa valtion kustannuksia. (Weitzman 1974, 485.)

Sertifikaattijärjestelmien etuna on niiden kannustaminen kilpailuun ja järjestelmä suosii kustannustehokkaimpia tuotantomuotoja. (esim. Lesser & Su 2008, 983; Bergek & Jacobsson 2010, 1256.). Sen pitäisi myös johtaa tasaisesti kohti hallinnollisesti asetettua tavoitetta. (Bergek & Jacobsson 2010, 1256.)

Kustannustehokkuuden kääntöpuolena on, että teknologianeutraali sertifikaattijärjestelmä suosii kehittyneitä ja halpoja teknologioita, jolloin vielä kehitysvaiheessa olevat teknologiat eivät menesty kilpailussa. Tämä heikentää kannustimia kehittää näitä kehitysvaiheessa olevia teknologioita. (esim. Edge 2006, 179; Lesser & Su 2008, 983.) Esimerkiksi Ison-Britannian sertifikaattijärjestelmää ovat hallinneet tuulivoima- ja kaatopaikkakaasuhankkeet, mistä johtuen muiden teknologioiden kehitys on ollut hitaampaa (Butler & Neuhoff 2008, 1863).

Lisäksi yrityksille koituu sertifikaattien hintaan liittyvä epävarmuus (Lesser & Su 2008, 983). Epävarmuus lisää yritysten riskiä ja siten rahoituskustannukset kasvavat. Käytännössä tämä tarkoittaa korkeampia tuottovaatimuksia. Myös rahoituksen saaminen investoinnille on syöttötariffia hankalampaa. (esim. Jaraite & Kazukauska 2013, 858-859; Butler & Neuhoff 2008, 1861; Edge 2006, 179.)

Jaraite ja Kazukauska (2013, 863) ovat tutkineet yritysten tuottojen eroja sertifikaatti- ja syöttötariffijärjestelmissä maakohtaisesti. Tutkimuksen mukaan sertifikaatteja pääohjauskeinonaan käyttävissä maissa yritysten tuotot ovat korkeammat. Myös Steinhilber et al. (2011, 38) mukaan sertifikaattijärjestelmät ovat mahdollistaneet syöttötariffeja suuremmat tuotot tuulivoimalle. Kyse on osittain niin sanotuista windfall-tuotoista. Sertifikaattijärjestelmissä windfall-tuottoja syntyy tyypillisesti siitä, että sertifikaattien markkinahinta määräytyy kalliimpien tuotantolaitosten mukaan ja siten alhaisemman tuotantokustannuksen laitokset hyötyvät tuotantokustannusten ja kokonaistuottojen välisestä erotuksesta.

Bergek ja Jacobsson (2010) ovat tutkineet Ruotsin sertifikaattijärjestelmän vaikutuksia ja tehokkuutta. Käynnistymisen jälkeen uusiutuvan energian määrä on merkittävästi kasvanut Ruotsissa. Yritysten transaktiokustannukset ovat erityisesti alkuvuosina olleet korkeita. Sertifikaattijärjestelmä on ollut erityisen tuottava sellaisille laitoksille, jotka ovat jo olleet kannattavia pelkästään sähkön hinnalla. Sertifikaatista tuleva tulo on siten ollut kokonaisuudessaan ylimääräistä. Lisäksi Ruotsissa oli sellaisia CHP-tuotantolaitoksia, joissa tuotannon lisääminen oli melko halpaa. Määrävelvoitteen kasvaessa tarvitaan koko ajan kalliimpia teknologioita, mikä nostaa sertifikaattien hintaa ja nostaa tätä ylituottoa. (Bergek & Jacobsson 2010, 1260-1261.) Bergekin ja Jacobsson (2010) mukaan tämä ylituotto oli vuosina 2003-2014 noin 1,3-2,4 miljardia euroa. Tämä tarkoittaisi jopa yli puolta sertifikaattien arvosta. Siten järjestelmään on liittynyt merkittävä ylituki osalle tuottajista. Järjestelmä ei myöskään ole kannustanut uuden teknologian kehittämiseen, vaan suurin osa järjestelmän piiriin tulleista tuotantolaitoksista on perustunut kypsiin teknologioihin.

Markkinoille pääsy voi olla vaikeaa vihreiden sertifikaattien mallissa. Amundsen ja Bergman (2012) ovat tutkineet vihreitä sertifikaatteja ja esittävät, että pienellä määrällä yrityksiä saattaa olla yksinoikeus parhaisiin tuotantosijainteihin.

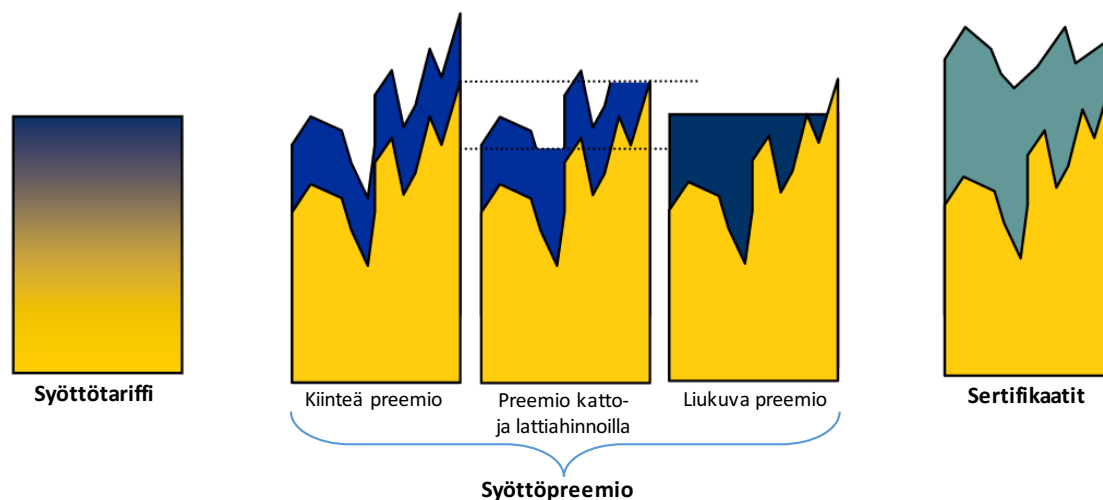
Syöttötariffeja ja sertifikaattijärjestelmiä vertailevia tutkimuksia on julkaistu lukuisia (ks. esim. Jaraite & Kazukauskas 2013; Sun & Nie 2015; Butler & Neuhoﬀ 2008). Olennaisena erona kirjallisuuden perusteella on se, että sertifikaatteihin liittyy suurempi riski kuin syöttötariffijärjestelmään. Tuotantotuet eroavat vihreistä sertifikaateista siinä, että niissä on varmuus tukitasosta ja se tiedetään etukäteen viimeistään siinä vaiheessa, kun rakentaminen tai tuotanto aloitetaan. (del Río & Linares 2014, 43.) Sertifikaatin hinta sen sijaan muuttuu jatkuvasti markkinoilla. Kun tuottajat kohtaavat jo sähkön markkinahintaan liittyvän markkinariskin, tuo sertifikaatit ja niihin liittyvät markkinat ylimääräisen markkinariskin. Käytännössä tämä tarkoittaa korkeampia rahoituskustannuksia tai toimijoiden suojautumista näitä markkinariskejä vastaan. Molemmat nostavat kokonaistuotantokustannuksia. Koska riskit ovat pienemmät syöttötariffijärjestelmissä, rahoittajien riskipreemiot ja siten tuottovaatimukset ovat pienempiä. (Jaraite & Kazukauskas 2013, 859.)

Sun ja Nie (2015) ovat verranneet syöttötariffia ja sertifikaatteja. Tutkimuksen perusteella syöttötariffi näyttäisi olevan tehokkaampi uusiutuvan energian tuotantokapasiteetin lisäämisessä sekä teknologian kehittämisessä. Toisaalta kiintiömallit ovat tehokkaampia päästöjen vähentämisessä. Myös Haas et al. (2011, 1034) mukaan Ruotsia lukuun ottamatta, syöttötariffijärjestelmät ovat olleet sertifikaattijärjestelmiä tehokkaampia. Held et al. (2013) toteavat, ettei Ruotsin järjestelmä sellaisenaan todennäköisesti toisi samanlaisia hyötyjä muualla. Edellytyksenä tällaisen teknologianeutraalin sertifikaattijärjestelmän toimimiselle Ruotsissa on ollut suuri määrä edullista uusiutuvaa energiaa, melko vähäinen tarve uudelle tuotantokapasiteetille sekä suuri määrä säätyvää kapasiteettia. (Held et al. 2013, 77.)

Butler ja Neuhoﬀ (2008) ovat verranneet Ison-Britannian sertifikaattimallia ja Saksan syöttötariffijärjestelmää. Selvityksen perusteella Saksan syöttötariffilla oli saatu aikaan enemmän kapasiteettia suhteessa tavoitteisiin kuin Ison-Britannian sertifikaattijärjestelmällä. Saksan syöttötariffi on myös tullut halvemmaksi. Syynä on todennäköisesti ainakin osin syöttötariffiin liittyvä alhaisempi regulaatioon liittyvä riski ja pienempi markkinariski. (Butler & Neuhoﬀ 2008, 1859-1864.) Butler ja Neuhoﬀ (2008, 1864-1865) tulivat myös siihen tulokseen, että syöttötariffin oloissa kilpailua on enemmän kuin sertifikaattijärjestelmän oloissa.

Erilaisissa tukikeinoissa korostuu kuitenkin niiden suunnittelu ja yksityiskohdat, eikä absoluuttista paremmuutta voida määrittää. Kaikista päätukikeinoista on esimerkkejä, joissa ne ovat toimineet hyvin tai huonosti. Olennaista on erilaisten olosuhteiden huomioiminen järjestelmän suunnittelussa. (del Río & Linares 2014, 43.)

Alla olevassa kuviossa 4 on yhteenvedona edellä kuvatut tukikeinot. Keltaisella värillä on merkitty markkinoilta saatava tulo eli yleensä sähkön markkinahinta. Sinisellä värillä on merkitty tuki ja vihreällä sertifikaateista saatava tulo.



Kuvio 4. Syöttötariffi, syöttöpremiot ja sertifikaatit (täydennetty Rathmann et al. 2011, 66).

## 2.6 Muut

Investointitukia käytetään erityisesti uuden teknologian hankkeiden käynnistämiseen ja se on harvoin ainoa taloudellinen ohjauskeino (Held et al. 2013, 82). Investointituet vähentävät pääomakustannuksia ja voivat siitä syystä olla tehokkaampia tukia kuin edellä kuvatut hintaan perustuvat tuet (Bunn & Muñoz 2016, 601-602). Investointituki maksetaan tyypillisesti suoraan valtion budjetista. Siten tukimäärä päätetään vuosittain ja on altis poliittisille muutoksille (Rathmann et al. 2011, 61).

Suomessa on käytössä muun muassa *energiatuki* sekä *uusiutuvan energian ja uuden energiateknologian investointituki* (ns. energiakärkihanketuki). Molemmissa tukiohjelmissa investointitukea myönnetään uusiutuvan energian tuotantolaitoksille ja energiatehokkuushankkeille tiettyjen kriteerien perusteella. Tavoitteena on parantaa hankkeiden kannattavuutta alentamalla investointikustannuksia. Lisäksi uuden teknologian hankkeissa tuella pyritään pienentämään uudesta teknologiasta aiheutuvia riskejä. (ks. esim. Työ- ja elinkeinoministeriö 2016b, 29-30.) Edellä mainittu niin sanottu energiakärkihanketukiohjelma perustuu hankkeiden väliseen kilpailuun. Kilpailu ei kuitenkaan arvioida pelkästään kustannustehokkuutta, vaan tärkeimpänä kriteerinä on teknologian uutuusarvo ja hankkeen monistettavuus. (Työ- ja elinkeinoministeriö 2016b, 30.) Molemmissa kyse on harkinnanvaraisesta tuesta, mikä tekee tukiprosessin



joustavaksi ja mahdollistaa erityisesti uuden teknologian tukemisen. (Työ- ja elinkeinoministeriö 2016b, 47.)

Vaikka niin investointituissa kuin tuotantotuissakin pyritään tukemaan nimenomaan investointeja ja suurin ero on tuen maksatuksessa, niin käytännössä tukityyppi vaikuttaa investointeihin merkittävästi. Tuotantotuet ja sertifikaattijärjestelmät kannustavat optimoimaan tuotantoa siten, että tuotantomäärä maksimoidaan suhteessa investointikustannuksiin. Investointituissa tuki kohdistetaan investointikustannuksiin ja siten tuotannon optimoinnille ei ole vastaavaa kannustinta. (Rathmann et al. 2011, 76) Toisaalta investointituki ei vaikuta samalla tavalla sähkön hinnoitteluun ja siten kilpailuun. Kääntöpuolena on se, että kun tukea ei sidota tuotantomäärään, voi toteuma poiketa merkittävästikin tavoitteista. (ks. esim. Työ- ja elinkeinoministeriö 2016b, 47.)

Investointituki voidaan myös yhdistää tuotantotukiin. Joko siten, että osa tuotantotuesta maksetaan etupainotteisesti (Rathmann et al. 2011, 76) tai siten, että tuotantotuen lisäksi investointitukea myönnetään uusille teknologioille, joille kypsien tuotantoteknologioiden tukitaso ei riitä. Näin on toimittu esimerkiksi Suomessa ensimmäisen merituulivoimaan liittyvässä demonstraatiohankkeessa. (Työ- ja elinkeinoministeriö ”Merituulivoiman demonstraatiotuki”.) Tällaisella menettelyllä voidaan myös vähentää pääomakustannuksia, sillä pääomaa tarvitaan vähemmän, kun tuki maksetaan etupainotteisesti (Rathmann et al. 2011, 76).

Uusiutuvan energian edistämiseen käytetään myös matalakorkoisia lainoja (soft loans), jotka muistuttavat muuten normaaleja lainoja, mutta korot ovat tyypillisesti alle markkinakorkojen. Myös laina-ajat tai muut lainaehdot voivat olla markkinaehtoisia lainoja parempia. Tällaisilla lainoilla voidaan pienentää investoinnista aiheutuvia kustannuksia ja toisaalta helpottaa muun rahoituksen saamista. (Held et al. 2013, 82.) Matalakorkoiset lainatkaan eivät tyypillisesti paranna hankkeiden kannattavuutta riittävästi, jotta uusiutuvan energian hankkeita käynnistettäisiin pelkästään niiden avulla. Siten niitä käytetäänkin usein täydentävinä toimenpiteinä esimerkiksi syöttötariffijärjestelmien tai investointitukien ohella. (Held et al. 2013, 83.) Suurempi merkitys matalakorkoisilla lainoilla on erityisesti uuden teknologian hankkeissa, joihin rahoituksen saaminen on hankalampaa. Toisaalta näillä instrumenteilla on myös suuri merkitys sellaisilla markkina-alueilla, joissa rahoitusmarkkinat eivät ole kehittyneet tai uusiutuvan energian hankkeisiin ei muutoin kohdistu riittävästi rahoitusta. (Rathmann et al. 2011, 78).

Monissa maissa on käytössä erilaisia kotitalouksille suunnattuja tukia. Suomessa on ollut käytössä esimerkiksi pientaloille suunnattu harkinnanvarainen energia-avustus lähinnä uusiutuvaan energiaan perustuville lämmöntuotantohankkeille (ks. Työ- ja elinkeinoministeriö 2016b, 33). Joissain maissa, kuten Yhdysvalloissa, on lisäksi käytössä nettomittarointiin perustuvia tukiohjelmia. Kyseisessä järjestelmässä yleensä pientuottajat (esim. kotitaloudet) voivat oman kulutuksensa kattamisen lisäksi tuottaa

sähköä myös myyntiin ja tämä määrä kompensoidaan sähkölaskussa. Tällöin sähköverkkoa käytetään eräänlaisena varastona. (Ackermann et al., 2001; 199). Jos verkkoon syötettävällä sähköllä voidaan kompensoida sähkön hinnan lisäksi myös siirtomaksut ja verot, on kyse tuesta. Kotitalouksien suhteen myös informaatio-ohjauksella on suuri merkitys.

Edellä mainituista suurin osa liittyy suoriin keinoihin. Lisäksi on epäsuoria toimenpiteitä, kuten tutkimukseen ja kehitykseen myönnettävät tuet, infrastruktuurin kehittäminen, positiivinen diskriminointi, kuten varmuus verkkoon pääsystä (priority grid access) sekä vapautukset tasehallintavaatimuksista. (Batlle et al. 2012, 213; Batlle 2011, 2587.) Tuen myöntäminen tutkimukseen ja kehitykseen nopeuttaa kehitystä sekä aikaistaa uusien teknologioiden kaupallistumista. Tämän vaiheen tukemisen etuna on se, että voimakkaasti tuotekehitystä tukeva maat hyötyvät siitä myöhemmin vientitulojen kasvuna. (Timmons et. al. 2014, 38.)

Myös kysyntään liittyvillä kannustimilla voidaan edistää uusiutuvan energian tuotantoa. Kysyntää voidaan ohjata esimerkiksi erilaisilla alkuperätakuujärjestelmillä. Tällainen antaa yrityksille toisaalta mahdollisuuden differentioida eli eriyttää tuotettaan ja toisaalta kuluttajille mahdollisuuden vaikuttaa energiayhtiöiden tuotantovalintoihin ja toteuttaa omia arvojaan (Salmela - Varho, 2006; Hanimann et al. 2015). Toistaiseksi niin sanotun vihreän sähkön ostaminen ei vielä ole saanut samanlaista suosiota, kuin muiden vihreiden tuotteiden. Yhtenä syynä voi olla sähkön poikkeuksellinen, abstrakti, luonne tuotteena (Hanimann et al. 2015, 11-12). Salmela ja Varho (2006, 3675-3678) ovat luetelleet myös muita syitä, kuten riittävän ja luotettavan tiedon puutteen, ajanpuutteen, vanhat tottumukset ja korkeammat kustannukset.

### 3 TARJOUSKILPAILU

Tarjouskilpailu on menetelmä, jossa ennalta määritettyjen sääntöjen perusteella tarjouskilpailun pitäjä allokoii tuotteita, oikeuksia tai resursseja taloudellisten tarjousten perusteella (esim. Cramton 1998, 746; Maurer & Barroso 2011, 4). Yleensä tarjouskilpailussa myydään tuotetta, jonka arvon myyjä haluaa maksimoida kilpailuttamalla tarjoajia. Kun kyse on energiaan liittyvistä tarjouskilpailuista, tarjoaja pyrkii löytämään mahdollisimman alhaisen hinnan tai tarjouksen. Kyse on siis käänteisestä tarjouskilpailusta. (Maurer & Barroso 2011, 4.) Tarjouskilpailu ei itsessään ole uusiutuvan energian ohjauskeino samalla tavalla kuin esimerkiksi syöttötariffi, vaan ennemmin ohjauskeinon ominaisuus. Se ei ole siten itsenäinen tuki-instrumenttityyppi, vaan tapa määrittää tukitaso. (Maurer & Barroso 2011, 80.)

Tarjouskilpailujen ja erilaisten huutokauppojen historia on pitkä ja niitä on järjestetty hyvin monenlaisista tuotteista ja palveluista. Tarjouskilpailua on hyödynnetty erityisesti julkisella sektorilla. (McAfee & McMillan 1987, 701.) Tällaisia ovat esimerkiksi öljyn porausoikeuksien ja radiotaajuuksien käyttöoikeuksien jakaminen. Taiteessa tarjouskilpailu on yleisin tapa myydä tuotteita. Myös kulutustuotteita myydään tarjouskilpailuperiaatteella, kuten e-Bayssä. (Lorentziadis 2016, 347; McAfee & McMillan 1987, 701.) Tarjouskilpailua on hyödynnetty myös Yhdysvalloissa ympäristönsuojeluun liittyvässä tukiohjelmassa, jossa tukea myönnetään viljelysalan pienentämiseen (Latacz-Lohmann & Van der Hamsvoort 1997, 407). Suomessa tarjouskilpailua on aikaisemmin sovellettu esimerkiksi radiotaajuuksien jakoon (L 26.6.2009/462) sekä pilotissa, jossa tarkoituksena oli levittää kipsiä viljelysaloille ja siten vähentää fosforin valumista pintavesiin (Iho et al. 2014).

Tarjouskilpailu on ollut jo pitkään käytössä energiasektorilla monella tapaa, mutta vasta hiljattain laajamittaisemmin uusiutuvan energian tuissa (Maurer & Barroso 2011, 5). Sähköntuotanto ja sähkömarkkinat olivat aikaisemmin hyvin säänneltyjä ja usein valtiojohtoisia. Valtiot ovat kuitenkin voineet ostaa yksityisiltä yrityksiltä tietyn tuotantokapasiteetin tai tuotantomäärän. Tällaisia tarjouskilpailuja pitkän ajan sähköntuotantosopimuksista on järjestetty erityisesti kehittyvissä maissa, joissa sähkön kysyntä on kasvanut nopeasti. (Lucas et al. 2013, 9; Maurer & Barroso 2011, 5-7.)

Suomessa energiasektorilla tarjouskilpailua on sovellettu kansallisessa tehoreservijärjestelmässä. Tarjouskilpailun tavoitteena on löytää halvimmat voimalaitokset, jotka käynnistetään, kun kotimainen teho yhdessä siirtoyhteyksien kanssa ei riitä kattamaan sähkön kysyntää. (L 11.2.2011/117.) Myös Pohjois-Euroopan yhteisen sähkömarkkinan (Nord Pool) hinnanmuodostus perustuu tarjouskilpailuun. Sähkön markkinahinta eli niin sanottu spot-hinta syntyy siten, että sähkön tuottajat tarjoavat sähköä tiettyyn hintaan tietyille tunneille. Tarjoukset heijastavat tuotannon rajakustannuksia. Kaikki myynti- ja ostotarjoukset asetetaan järjestykseen. Kun kysyntä

ja tarjonta kohtaavat, muodostuu markkinahinta. Kaikki tämän markkinahinnan alle tarjonneet tuottajat saavat kyseisen markkinahinnan mukaisen hinnan tuottamastaan sähköstä. (Nord Pool Spot 2016a.)

Tarjouskilpailu ei ole aikaisemmin ollut kovin suosittu uusiutuvan energian tuissa. Huomattava määrä niin Euroopan, kuin muidenkin maanosien maita, on kuitenkin viime aikoina siirtynyt tarjouskilpailun käyttöön. (ks. esim. del Río & Linares 2014, 43, 48.) Etelä-Amerikassa tarjouskilpailuja on hyödynnetty jo 2000-luvun alusta lähtien uusiutuvan energian tukiohjelmissa. Tavoitteena on ollut yleisesti lisätä tuotantokapasiteettiä, mutta trendi on ollut kohti uusiutuvia energiamuotoja. (esim. Mastropietro et al., 2014). Isossa-Britanniassa oli käytössä tarjouskilpailuun perustuvia järjestelmiä jo vuosina 1990-1998. Myös Kiinassa oli käytössä tarjouskilpailumenettely tuulivoimalle, josta kuitenkin siirryttiin syöttötariffijärjestelmään. (Lucas et al. 2013, 9; Cozzi 2012, 30.)

Tarjouskilpailuja käytetään eri syistä. Erityisesti Etelä-Amerikassa ja Aasiassa syy on tuotantokapasiteetin lisääminen sekä toimitusvarmuuden lisääminen. Pohjois-Amerikassa sen sijaan päätavoitteena on ollut kapasiteetin säilyttäminen tai uusiminen. (Maurer & Barroso 2011, 27-28; Lucas et al. 2013, 9). Euroopassa tavoitteena on nimenomaan uusiutuvan energian lisääminen. Pääsääntöisesti kyse on ollut jonkun tietyn energiateknologian ja tuotantolähteen edistämisestä. Kyse voi olla myös jonkin ennalta määrätyn kohteen hyödyntämisestä. (esim. Lucas et al. 2013, 9-10, 43.) Esimerkiksi merituulivoima on ollut Euroopassa tyypillinen tarjouskilpailukohde. Tanskassa, Ranskassa ja Isossa-Britanniassa on ollut useita tarjouskilpailuja merituulivoimaan liittyen, joissa valtio usein omistaa merituulivoimaan soveltuvan alueen, ja on jo mahdollisesti hankkinut voimalalle tarvittavat luvat sekä järjestänyt muut viranomaisprosessit valmiiksi. Tällöin kilpailutetaan käytännössä se taho, joka tuottaa kyseiseltä kohteelta kustannustehokkaimmin eli pienimmällä tuella tai tietyllä tukimäärällä eniten uusiutuvaa energiaa. Myös Suomessa järjestettiin tarjouskilpailuun perustunut kilpailutus investointituesta merituulivoiman demonstraatiohankkeelle. Tavoitteena oli pyrkiä löytämään paras merituulivoiman demonstraatiohanke ennalta määrättyllä tukimäärällä (20 M€). Kriteerinä oli tuotantomäärän lisäksi erityisesti hankkeen demonstraatioarvio. (Työ- ja elinkeinoministeriö ”Merituulivoiman demonstraatiotuki”.)

Tarjouskilpailussa viranomaistaho avaa tarjouskilpailuprosessin pyytämällä tarjouksia ennalta määrättyjen kriteerien ja sääntöjen perusteella. Näitä kriteerejä ovat esimerkiksi tukikelpoiset tahot (esim. yritykset, kunnat, yksityiset henkilöt) ja niiltä vaadittavat ominaisuudet (esim. taloudellinen tila, osaaminen), tukikelpoiset teknologiat sekä tukikelpoiset hankkeet. Määräajan puitteissa nämä tahot tarjoavat tuotantomäärän tietyllä euro per megawattitunti -hinnalla (€/MWh) eli antavat tarjouksensa (bid).

Vaihtoehtoisesti voidaan pyytää tarjouksia myös tehosta (€/MW). Tarjouksen jättämiselle voidaan määrätä hinta ja tarjoajia voidaan velvoittaa maksamaan takuu, jolla varmistetaan, että tuen saadessaan hankekehittäjillä on taloudellinen riski hankkeiden jäädessä toteutumatta. Määräajan jälkeen toimivaltainen viranomainen arvioi tarjouksia ennalta määriteltyjen kriteerien mukaisesti ja myöntää tuen tarjouskilpailun voittaneille hankkeille, ja tekee sopimuksen niiden kanssa. Sopimus pitää sisällään tukimäärän per tuotettu megawattitunti ja lisäksi muita ehtoja, kuten esimerkiksi takuun sähkön ostamisesta. (esim. Maurer & Barroso 2011, 4; Lucas et al. 2013, 10-11; Kylili & Fokaides 2014, 227.) Tarjoukset voidaan tehdä joko avoimessa menettelyssä reaaliaikaisesti tai pidemmällä aikavälillä suljettuina tarjouksina. (Kylili & Fokaides 2014, 227.)

### 3.1 Tarjouskilpailun hyödyt ja ongelmat

Tarjouskilpailun hyödyistä ja ongelmista on paljon kirjallisuutta. Osassa lähestyminen on teoreettisempi, mutta myös kokemuksiin perustuvia tutkimuksia ja selvityksiä on paljon. Erityisen mielenkiintoinen tutkimuskohde on Ison-Britannian 1990-luvulla käytössä ollut tarjouskilpailujärjestelmä, josta maa päätti ensin luopua, ottaa sertifikaattijärjestelmän tilalle, ja jälleen hiljattain palata tarjouskilpailuun perustuvaan järjestelmään.

Tarjouskilpailumenettelyn suurimpana etuna on sen kustannustehokkuus (esim. Lucas et al. 2013, 13; Maurer & Barroso 2011, 135; Mayor et al. 2014; Lesser & Su 2008). Tarjouskilpailu on johtanut verrattain alhaisiin tukimääriin sekä tukitasojen alenemiseen ajan kuluessa (ks. esim. del Río & Linares 2014, 48). Tarjouskilpailu pakottaa tarjoajat kilpailemaan keskenään ja painostaa alentamaan tarjousta. Jos tilanne on riittävän kilpailullinen, on lopputulos lähellä todellisia kustannuksia heijastavia tukitasoja (Lucas et al. 2013, 13; Maurer & Barroso 2011, 5). Usein käytetty esimerkki tarjouskilpailun kustannustehokkuudesta on Brasilia. Siellä syöttötariffista siirtyminen tarjouskilpailumenettelyyn toi samalla budjetilla noin 20 % lisää tuotantoa (Maurer & Barroso 2011, 135). Tosin osa kustannustehokkuuden paranemisesta selittyy myös teknologian kehittymisellä. Myös Isossa-Britanniassa tarjoukset alenivat tarjouskilpailujen välissä. Tämä saattaa kuitenkin johtua osittain hankekoon kasvusta ja siten mittakaavaedusta sekä oppimisesta. (Edge 2006, 169.)

Tarjouskilpailumalleilla voidaan myös verrattain yksinkertaisesti hallita tuotantomääriä ja budjettia. Hyvin suunnitellut ja hyvissä ajoin etukäteen ilmoitetut tarjouskilpailut parantavat myös markkinoiden ennakoitavuutta esimerkiksi syöttötariffeihin verrattuna. (Lucas et al. 2013, 13; Finon & Menanteau 2003, 75.) Toimiessaan tehokkaasti tarjouskilpailujärjestelmä myös pienentää energiantuottajien ylijäämää ja vähentää ylisuurten tukien riskiä (del Río & Linares 2014, 54).

Syöttötariffijärjestelmien merkittävänä vaikeutena on ollut oikeiden tukitasojen asettaminen. Siten yksi tarjouskilpailun olennaisista hyödyistä on, että viranomaisten ei tarvitse asettaa tukitasoa. Tarjouskilpailumalli myös seuraa hallinnollisesti asetettuja tukitasoja paremmin odottamattomia kustannustrendejä. Eri tuotantoteknologioita kehitetään huomattavasti aikaisempaa enemmän ja uusiutuvan energian investointeja tehdään enemmän kuin koskaan. Siten etukäteen vuosiksi asetettavien tukitasojen määrittäminen on erittäin hankalaa. (del Río & Linares 2014, 43.) Kyse on myös epäsymmetrisestä informaatiosta, sillä hankekehittäjillä on tarkempi tieto kustannustasoista. Tämä on yksi merkittävimmistä syistä, miksi tarjouskilpailua käytetään (ks. esim. McAfee & McMillan 1987, 699-700).

Pää tavoitteen eli uusiutuvan energian mahdollisimman kustannustehokkaan edistämisen lisäksi tarjouskilpailujärjestelmiin voidaan hinnan lisäksi valita myös muita kriteerejä saavuttaen muita tavoitteita ja siten parantaa tukiohjelman vaikuttavuutta (Lucas et al. 2013, 13). Esimerkiksi Portugalissa käytössä olleessa tarjouskilpailumallissa hinnan lisäksi tarjouksessa arvioitiin myös hankkeiden työllisyysvaikutuksia, positiivisia alueellisia vaikutuksia, osaamisen lisääntymistä sekä sitoutumista alan yleiseen kehitykseen esimerkiksi tutkimus- ja kehityshankkeissa (Aures 3B/2016, 10).

Tarjouskilpailua pidetään myös avoimena, läpinäkyvänä ja oikeudenmukaisena menettelynä. Näiden seurauksena sen voidaan myös katsoa vähentävän korruptiota. (Maurer & Barroso 2011, 4-5).

Tarjouskilpailujen suurimpana heikkoutena nähdään epävarmuus hankkeiden toteutumisesta (ks. esim. del Río & Linares 2014, 48; Lucas et al. 2013, 13). Syynä on usein liian alhaiset tarjoukset, jotka johtavat alhaiseen kannattavuuteen ja rahoitukseen liittyviin ongelmiin. Usein haasteita liittyy myös erilaisten rakennus- ja ympäristölupien saamiseen. (del Río & Linares 2014, 48; Lucas et al. 2013, 13.) Tähän liittyy tarjouskilpailuille tyypillinen voittajan kirous (*winners curse*). Voittajan kirouksella tarkoitetaan sitä, että tarjoajilla on sama tai hyvin samanlainen tuote, mutta erilainen tieto tuotteen arvosta. Tällöin voittaja on se, joka yli- tai aliarvioi eniten tuotteen arvon. (esim. Klemperer 2002, 173.) Uusiutuvan energian tarjouskilpailuissa tämä voi tarkoittaa esimerkiksi erilaisia käsityksiä kustannuksista tai tuen lisäksi saatavista muista tuloista, kuten sähkön markkinahinnasta ja sen tulevasta kehityksestä. Esimerkiksi Isossa-Britanniassa ja Kiinassa alitarjoaminen (*underbidding*) on ollut merkittävä ongelma voittaneiden hankkeiden toteutumisen kannalta (Cozzi 2012, 29).

Ison-Britannian ensimmäisessä tarjouskilpailujärjestelmässä hankkeiden toteutumisprosentti oli hyvin alhainen (ks. esim. Edge 2006, 168), mikä johtui monista syistä, mutta erityisesti optimistisista tarjouksista. Osa voittaneista tarjouksista oli jopa alle sähkön markkinahinnan. Hankkeet oli toteutettava viidessä vuodessa, mikä mahdollisti hintakehityksen spekuloinnin. Varsinkin, kun järjestelmä ei sisältänyt

kunnollisia rangaistuksia hankkeiden peruuntumisesta. (Edge 2006, 173; Ackermann et al. 2001, 201.) Osa ongelmaa oli myös rahoituksen hankkiminen. Kiinteän syöttötariffin maissa riski on alhaisempi ja näin myös rahoitus on edullisempaa ja helpompi kasata. (Edge 2006, 174.)

Alhaisten tarjousten lisäksi tyypillisenä ongelmana oli lupaprosessit voitetun tarjouskilpailun jälkeen. Tarjouskilpailuun tarjottiin parhaimpia hankkeita eli esimerkiksi tuuliolosuhteiltaan erityisen hyviä paikkoja. Usein tämä tarkoittaa maisema- tai muilta arvoiltaan tärkeitä paikkoja, jolloin paikallinen vastustus on usein kovaa. (Edge 2006, 172.) Myös Australiassa kohdattiin paikallista vastustusta ja jopa kaksi kolmasosaa hankkeista kohtasi paikallista vastustusta (Buckmann et al. 2014, 22). Kova kilpailu tuesta luo siten myös painetta hankkeiden sosiaaliselle hyväksyttävyydelle. Alhainen tuki jättää vähemmän jaettavaa paikallisille. (del Río & Linares 2014, 50.)

Myös transaktiokustannukset ovat yleensä korkeampia tarjouskilpailuun perustuvissa järjestelmissä. Tämä johtuu järjestelmien monimutkaisuudesta ja pitkistä prosesseista. (del Río & Linares 2014, 50; Finon & Menanteau 2003, 74.) Tarjouskilpailuun osallistuminen vaatii riittäviä resursseja, jotta hankkeet voidaan perussuunnitteluineen ja lupaprosesseineen valmistella riittävän pitkälle. Tällöinkään ei ole takeita tuesta, jolloin pitkälle suunniteltuja hankkeita saattaa peruuntua. Pienillä toimijoilla ei välttämättä ole mahdollisuutta ottaa tällaista riskiä tai suurten yritysten kaltaisia resursseja, mikä saattaa tosiasiallisesti estää näiden pääsyn tarjouskilpailuun. Siten monimutkaiset tarjouskilpailujärjestelmät suosivat suuria toimijoita ja hankkeita. (Lucas et al. 2013, 13; Ackermann et al. 2001, 204.)

Tarjouskilpailumalli luo prosessiin enemmän poliittista epävarmuutta verrattuna esimerkiksi kiinteisiin syöttötariffeihin, joiden voimassaoloaika tiedetään etukäteen. Koska investoinnit riippuvat tarjouskilpailuista, luo tämä epävarmuutta koko alalle. (Finon & Menanteau 2003, 74.) Tarjouskilpailujen epäsäännöllisyys tai pitkät väliajat saattavat johtaa uusiutuvan energian jaksottaiseen rakentamiseen ja tällöin esimerkiksi sähkömarkkinoille tulee aina kerrallaan suurempi määrä kapasiteettia ja markkinahäiriöiden riski kasvaa. (Lucas et al. 2013, 13.) Edgen (2006) mukaan Isossa-Britanniassa tarjouskilpailujärjestelmän epäsäännöllisyys aiheutti markkinoille epävakaan ympäristön. Australiassa ongelmaksi muodostui epävarmuus tukimaksuista. Aluehallitusten pyrkimykset vetäytyä osasta tukimaksuja aiheutti epävarmuutta erityisesti pankkilainojen suhteen. (Buckmann et al. 2014, 22.)

Tarjouskilpailumenettelyssä dynaamiset kannustimet eli kannustimet innovointiin ovat etukäteen asetettuihin tukitasoihin perustuvia tukijärjestelmiä pienemmät (del Río & Linares 2014, 43). Tarjouskilpailu kannustaa optimoimaan vain nykyhetken ja yksittäisten hankkeiden tuloja. Vakaan syöttötariffin oloissa hankekehittäjillä on mahdollisuus maksimoida voittoa pitkällä aikavälillä ja tuotot nykyisestä järjestelmästä

voidaan käyttää tutkimukseen ja kehitykseen sekä seuraavien hankkeiden kehittämiseen. (Finon & Menanteau 2003, 66.)

Osittain samoista syistä tarjouskilpailujärjestelmissä voittavat hankkeet ovat keskittyneet yksittäisiin kypsiin teknologioihin. Vielä kehitysvaiheessa oleville teknologioille ei ole vastaavaa kannustinta. (del Río & Linares 2014, 50.). Isossa-Britanniassa kova hintakilpailu tarkoitti myös sitä, että teknologiatoimittajiksi valittiin halvimmat mahdolliset, mikä ei kannustanut maan omaa teollisuutta kehittämään kotimaisia teknologioita (Edge 2006, 170-171).

Maurerin ja Barroson (2011, 21-23) mukaan on tilanteita, joissa tarjouskilpailua ei tulisi käyttää. Näin on esimerkiksi silloin kun ei voida varmistaa riittävää kilpailua tai kun tarjouksia ei haluta puhtaasti taloudellisin perustein. Tällaisia tekijöitä voivat olla esimerkiksi halu maksimoida yksittäisten laitosten teho, laitosten tehokkuus, ympäristövaikutus tai edistää tiettyä polttoainetyyppejä. Voi myös olla, että transaktiokustannukset ovat niin korkeat, että hyödyt tarjouskilpailusta jäävät pieniksi tai jopa negatiivisiksi.

### 3.2 Tarjouskilpailutyypit

Kirjallisuudessa erotellaan yleensä neljä tarjouskilpailumallia (ks. esim. McAfee & McMillan 1987, 702.), mutta erilaisia muunnelmia on lukuisia. Muunnelmissa on kuitenkin usein kyse siitä, että näihin päämalleihin lisätään erilaisia ominaisuuksia (McAfee & McMillan 1987, 702-703). Yksinkertaisin tarjouskilpailumalli on sellainen, jossa hintaa nostetaan tarjousten perusteella, kunnes vain yksi tarjoaja on jäljellä. Tällaisessa tarjouskilpailussa kyse ei ole välttämättä korkeimmasta mahdollisesta tarjouksesta, sillä tarjouskilpailu loppuu, kun vain yksi tarjoaja on jäljellä. (Vickrey 1961, 14.) Siten tarjouskilpailun kohteena oleva tuote saattaa olla voittaneelle arvokkaampi, eikä tulos ole tuotettaan myyjän kannalta paras mahdollinen. Edellä kuvattua tarjouskilpailumallia kutsutaan englantilaiseksi tai nousevan tarjouksen malliksi. (McAfee & McMillan 1987, 702.)

Vastakkainen tarjouskilpailumalli perustuu tarjousten alenemiseen, kunnes ensimmäinen tarjoaja hyväksyy hinnan. Tällaista tarjouskilpailumallia kutsutaan hollantilaiseksi tai laskevan tarjouksen malliksi. (McAfee & McMillan 1987, 702.)

Suljetussa tarjouskilpailussa tarjouskilpailuun osallistuvat tarjoavat hyödykkeestä tietämättä toistensa tarjouksia ja korkein tarjous voittaa. Merkittävin ero kahteen edellä kuvattuun tapaukseen on se, että tarjoajat eivät tiedä toisten tarjouksia ja siten eivät voi sopeuttaa omia tarjouksiaan muiden tarjousten mukaan. (McAfee & McMillan 1987, 702.) Tästä tarjouskilpailumallista on kehitetty muunnelmä, jossa hinta määräytyy toisiksi parhaan tarjouksen perusteella. Kyse on niin sanotusta Vickreyn



tarjouskilpailumallista ja mallin etuna on, että se luo kannustimet tarjota todenmukaisesti heijastaen tarjoajien todellisia arvioita tuotteen arvosta. (Vickrey 1961.) Kyseistä mallia on kuitenkin käytetty melko vähän (McAfee & McMillan 1987, 702).

Teoriassa kaikki mallit johtavat samaan lopputulokseen. Tämä edellyttää kuitenkin joukon oletuksia, kuten että tarjoajat ovat riskineutraaleja, tarjoukset eivät riipu toisista tarjouksista ja perustuvat hyödykkeiden todellisiin arvoihin sekä tarjoamisesta ei aiheudu kustannuksia. (McAfee & McMillan 1987.) Nämä oletukset pätevät todellisuudessa harvoin. Se, mikä malli lopulta on tehokkain ja ohjaa toivottuun tarjouskäyttäytymiseen, riippuu monista tekijöistä. Yksi olennainen uusiutuvan energian tukien tarjouskilpailulle tyypillinen piirre on se, että tarjolla oleva määrä mahdollistaa useamman kuin yhden voittavan tarjouksen. Lisäksi tarjouskilpailuun osallistuvilla on tyypillisesti hyvin tarkka tieto omien hankkeidensa kustannusrakenteesta ja tarjoukset eivät ole riippuvaisia toisistaan. Siten kyse on eräänlaisesta tarjouskilpailun erikoistapauksesta (*independent-private-values –model*) (McAfee & McMillan 1987, 705.) Toisaalta esimerkiksi teknologianeutraalissa tarjouskilpailussa tarjotut tuotteet eivät ole täysin homogeenisiä. Lisäksi normaalisti valtion järjestämissä tarjouskilpailuissa on tarkoituksena maksimoida tarjouskilpailun kohteen hinta, kun tukijärjestelmissä tavoitteena on valtion maksaman tuen minimointi.

Uusiutuvan energian tarjouskilpailuihin sovelletaan edellä kuvattuja perusmalleja ja niiden muunnelmia (esim. Kylili & Fokaides 2014, 227; Maurer & Barroso 2011). Yleisinä malleina voidaan kuitenkin pitää kahta päämallia ja näiden yhdistelmää. Päämalleina tässä tutkielmassa tarkastellaan seuraavia:

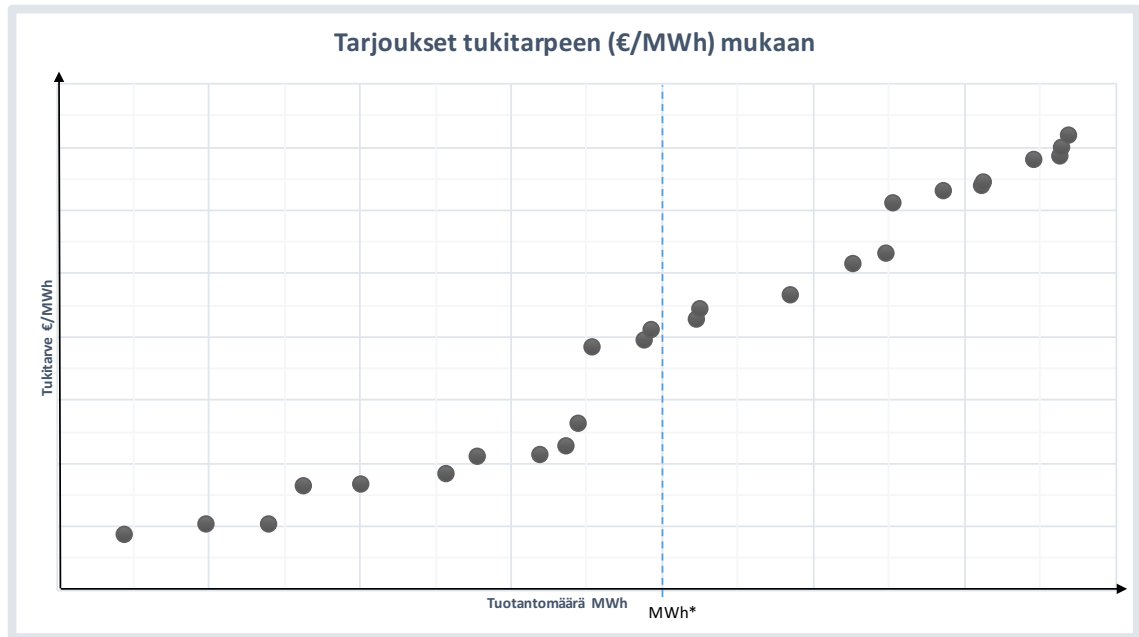
- Suljetut tarjouskilpailut (sealed bid)
- Dynaamiset eli nousevat tai laskevat tarjouskilpailut (ascending/descending clock bid)
- Yhdistelmät (hybrid)

Yleisin näistä on suljettu tarjouskilpailu, mutta laskeva tarjouskilpailu ja näiden kahden yhdistelmät ovat myös yleistyneet. (Maurer & Barroso 2011, 99.)

### **Suljettu tarjouskilpailu**

Suljetun tarjouskilpailun malli on yleisin ja yksinkertaisin tarjouskilpailumalli ja sitä voidaan pitää tarjouskilpailun perustapauksena uusiutuvan energian saralla. Mallissa toimijat tarjoavat samanaikaisesti tuotantoaan tietyllä hinnalla tietämättä toistensa tarjouksia. Perustapauksessa on vain yksi tarjouskierros. Tarjoukset asetetaan järjestykseen pienimmästä tukimäärästä suurimpaan. Tavoitteena olevan kapasiteetin tai tuotantomäärän täytyessä, viimeisen voittavan tarjouksen ylittävät hankkeet eivät saa tukea. (Lucas et al. 2013, 11; Maurer & Barroso 2011, 8; Kylili & Fokaides 2014, 227.) Alla olevassa kuviossa 5 on järjestetty tarjouskilpailun tarjoukset alhaisimmasta

korkeimpaan. Tuotantotavoitteen (MWh\*) alle jäävät tarjoukset voittavat ja tämän jälkeiset tarjoukset häviävät.



Kuvio 5. Tarjoukset tukimäärän mukaisesti asetettuna (oma kuvio)

Hinta eli tukimäärä voi perustua jokaisen yksittäisiin tarjouksiin<sup>3</sup> (*pay-as-bid*) tai viimeiseen voittavaan tarjoukseen<sup>4</sup> (*pay-as-clear/uniform price/clearing price*). Ensimmäistä mallia voidaan kutsua myös diskriminoivan hinnan malliksi ja jälkimmäistä yhteisen hinnan malliksi (ks. Iho et al. 2014, 206). Molemmista voittajat määräytyvät samalla tavalla kysynnän ja tarjonnan leikatessa. Voittavia tarjouksia ovat kaikki tämän leikkauspisteen alittavat tarjoukset. Tarjoushintamallissa voittajat saavat tarjoustensa mukaisen tukimäärän. Siten tarjouksiin perustuva malli mahdollistaa tuen myöntämisen oikean suuruisena ja on kustannuksiltaan pienempi. Tämä edellyttää kuitenkin sitä, että tarjoukset tehdään kustannusperusteisesti ja totuudenmukaisesti, eivätkä tarjoajat tee strategisia tarjouksia. (Cramton 1998, 754; del Río & Linares 2014, 52-53; Maurer & Barroso 2011, 8-9.)

Toisena vaihtoehtona on määrittää tukitaso viimeisen voittavan tarjouksen perusteella. Yhteinen hinta on nähty oikeudenmukaisena, sillä silloin kaikki saavat saman tukimäärän. Olennaisena etuna on myös, että malli vähentää kannustimia strategiseen käyttäytymiseen. Kuitenkin, jos kustannusrakenteet ovat hyvin erilaisia eri teknologioilla tai hankkeilla, voi yhteinen hinta nostaa tukimäärät tarpeettoman korkealle ja nostaa valtion menoja. (Maurer & Barroso 2011, 9.)

<sup>3</sup> Myöhemmin *tarjoushintamalli*

<sup>4</sup> Myöhemmin *selvityshintamalli*

Tukimäärä voi myös perustua parhaimpaan hylättyyn tarjoukseen. Tätä kutsutaan Vickreyn malliksi. Vickreyn (1961, 20) mukaan voittajalle maksettaessa toiseksi parhaimman tarjouksen mukaan, on jokaisen tarjoajan optimaalista tarjota todellisten kustannusten perusteella. Mallin etuna on, että sen pitäisi vähentää strategista käyttäytymistä. Vähäisen kilpailun oloissa on mahdollisuus kuitenkin tässäkin mallissa strategiseen käyttäytymiseen. (Lorentziadis 2016, 357.) Lisäksi on huomioitava, että erityisesti uusiutuvan energian tuissa tämä malli tarkoittaisi käytännössä kaikille tuottajille tarvetta suurempaa tukimäärää.

Hinnan muodostamiseen on näiden pääkeinojen lisäksi muitakin vaihtoehtoja, kuten mediaanihinta (del Río & Linares 2014, 48.) Tällaisia ei kuitenkaan juurikaan ole käytössä uusiutuvan energian tarjouskilpailuissa.

Suljetun tarjouskilpailun suurimpia etuja on sen yksinkertaisuus. Tämä tarkoittaa käytännössä alhaisia osallistumiskustannuksia ja matalampaa kynnystä osallistua kilpailuun. (Cramton 1998, 750; Maurer & Barroso 2011, 9.) Suurin haaste on se, ettei tarjousta voi muuttaa tiedon lisääntyessä. Tarjoajat saavat tiedon muiden tarjouksista ja siten kustannuksista vasta kilpailun jälkeen. Käytännössä tämä tarkoittaa sitä, että voittava tarjoaja ei välttämättä tiedä tarkalleen hankekustannuksia. Preemioon perustuvissa järjestelmissä voittaja on myös voinut yliarvioinut sähkön markkinahinnan. Tilanne tunnetaan niin sanottuna voittajan kirouksena. (Maurer & Barroso 2011, 8-9.) Voittajan kirous voi johtaa toteutumattomiin tai kannattamattomiin hankkeisiin.

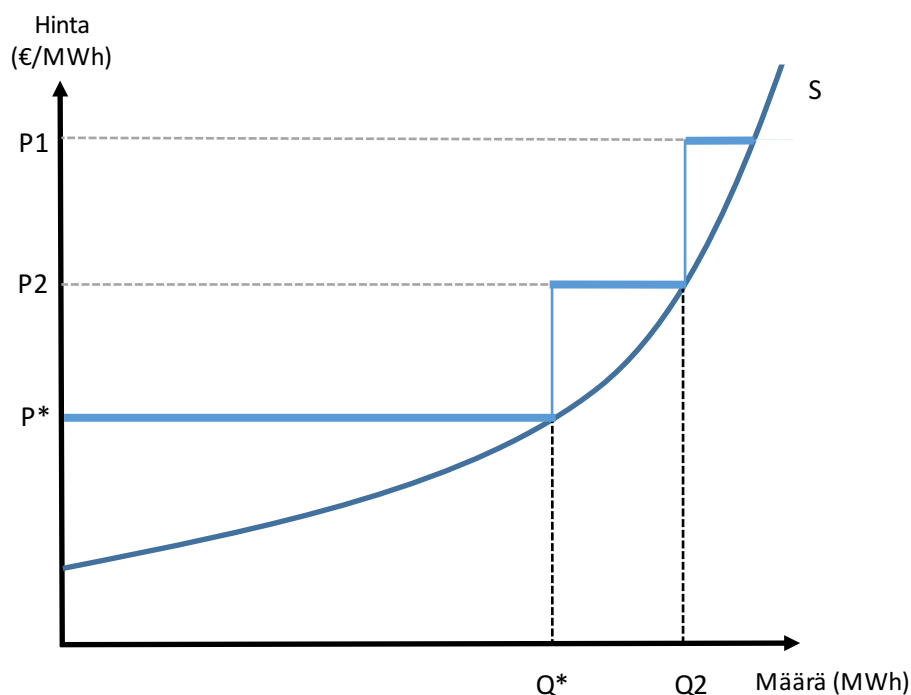
### **Laskevat ja nousevat tarjouskilpailut** (dynaamiset tarjouskilpailut)

Laskevia ja nousevia tarjouskilpailumalleja kutsutaan dynaamisiksi tarjouskilpailuiksi. Laskevassa tarjouskilpailumallissa (*Descending clock, Dutch auction*) tarjouskilpailun järjestäjä aloittaa asettaen hinnan korkealle ja alentaa sitä, kunnes ensimmäinen osallistuja hyväksyy hinnan. (Vickrey 1961, 14.) Laskevissa ja nousevissa tarjouskilpailuissa tarjoajien tulee vain päättää se hetki, jolloin joko poistuvat kilpailusta tai tulevat kilpailuun mukaan (Isaac et al. 2007, 145).

Laskevassa tarjouskilpailussa tarjouskilpailun järjestäjä asettaa ensin sellaisen tukitason eli hinnan, jolla on varmuudella ylimääräistä tuotantoa. Jokaisen kierroksen jälkeen tarjouskilpailun pitäjä voi julkaista tai salata ylimääräisen tuotannon määrän. Tukitasoa alennetaan, kunnes tarjouskilpailun järjestäjän tavoitteeksi asetettu kysyntä ja tuottajien tarjoama määrä vastaavat. Kaikki vielä mukana olevat tarjoajat saavat kyseisen tukitason mukaisen tukimäärän. Tämän mallin etuna on erityisesti se, että se antaa tarjoajille signaaleja muiden tarjouksista. Siten tarjoajat voivat sopeuttaa omat tarjouksensa näihin signaaleihin ja voittajan kirouksen riski on pienempi. Toisaalta tarjoajat eivät joudu paljastamaan todellisia kustannuksiaan, jos ne ovat alle voittavan hinnan. Jos kilpailua on liian vähän, voi tämä malli jäädä tehottomaksi ja hinta liian

korkeaksi. (Lucas et al. 2013, 12; Maurer & Barroso 2011, 9-11, 138; Kylili & Fokaides 2014, 227.)

Alla olevassa kuviossa 6 on esitetty laskeva tarjouskilpailu. Tukitaso ( $P_1$ ) asetetaan ensin sellaiselle tasolle, että tuotantoa on varmuudella yli tavoitteen. Ensin tukitaso alennetaan tasolle  $P_2$ , jolloin edelleen on tarjontaa ( $Q_2$ ) tavoitetta enemmän.  $P^*$  tukitasolla tarjontaa on tavoitteen ( $Q^*$ ) verran ja tarjouskilpailu päättyy. Normaalitapauksessa kaikki vielä mukana olevat tarjoajat saavat tukitason  $P^*$ . Oletuksena kuviossa on, että kaikki tarjoavat totuudenmukaisesti kustannusperusteisesti.



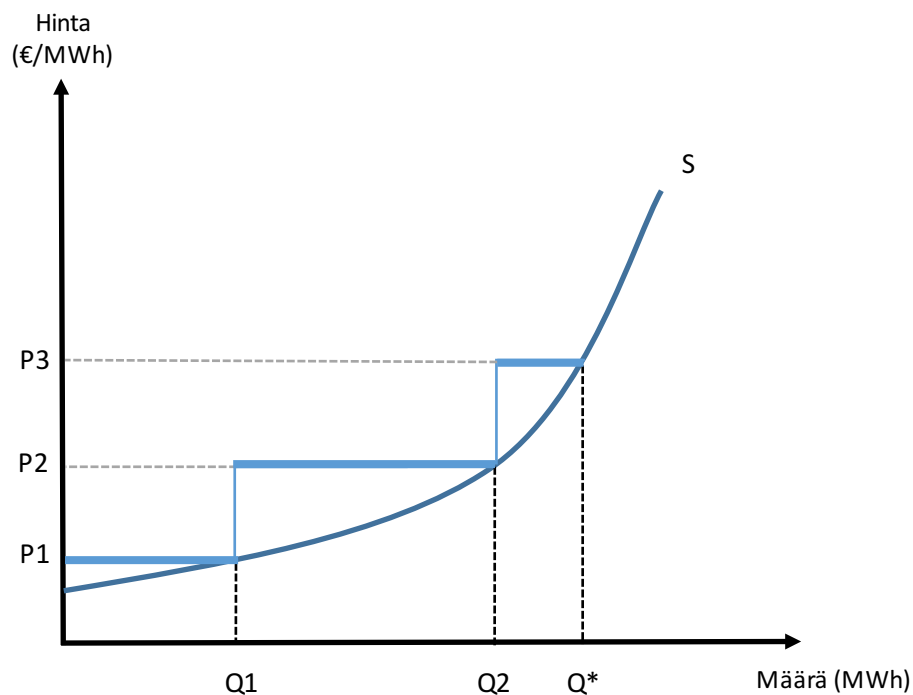
Kuvio 6. Laskeva tarjouskilpailu (oma kuvio)

Laskevassa tarjouskilpailussa haasteena on asettaa aloitushinta oikealle tasolle. Taso tulisi olla sellainen, että kyseisellä hinnalla on ylimääräistä tuotantoa. Toisaalta aloitushinta toimii eräänlaisena ankkurina, joka saattaa vaikuttaa tarjoajien käyttäytymiseen. Markkina-analyysin tekeminen ja hintatason selvittäminen etukäteen ovatkin tärkeitä. (Maurer & Barroso 2011, 137.)

Nouseva tarjouskilpailu on laskevan vastakohta ja siihen liittyy samat hyödyt prosessin hinnanmuodostuksen suhteen (esim. Cramton 1998, 746). Tukimäärä asetetaan ensin alhaiseksi ja tukimäärää nostetaan, kunnes tavoiteltu määrä tuotantoa tai kapasiteettia on saavutettu (esim. Kylili & Fokaides 2014, 227). Tarjouskilpailu loppuu siihen, kun haluttu määrä on saavutettu. Yksittäisissä tuotteissa tämä tarkoittaa tilannetta, jossa vain yksi tarjoaja on enää mukana (Cramton 1998, 746). Tässä mallissa voidaan

tuottajille maksaa joko kunkin alun perin hyväksymän tukitason mukaan tai jakaa kaikille tukea korkeimman hyväksyttävän tarjouksen mukaan. Nouseva tarjouskilpailu on käytössä esimerkiksi Hollannissa, jossa tukimäärä nousee portaittain jokaisella kierroksella. Kukaan tarjouskilpailuun osallistuva saa sen tukitason mukaisen tuen, mikä on ollut voimassa kierroksella, jolla tarjouskilpailuun on osallistunut. Kierroksia käydään, kunnes riittävä tuotantomäärä tai ennalta asetettu budjettirajoite on täyttynyt. (Held et al. 2013, 54.)

Alla olevassa kuviossa 7 on kuvattu nouseva tarjouskilpailu. Tukitaso asetetaan ensin alhaiselle tasolle ( $P_1$ ) ja tällä tasolla saataisiin yhteensä  $Q_1$  määrän tuotantoa. Tukitasoa nostetaan ( $P_2$ ), jolloin tuotantomäärä merkittävästi lisääntyy, mutta ei vielä riittävästi tavoitteeseen nähden. Tukitasolla  $P_3$  saavutetaan tavoite ( $Q^*$ ) ja siten tarjouskilpailu päättyy tähän. Tarjouskilpailussa käytiin siis kolme kierrosta ja tässä mallissa kukin saisi sen kierroksen tukitason, jossa tarjouskilpailuun on osallistunut. Oletuksena kuviossa on, että kaikki tarjoavat totuudenmukaisesti kustannusperusteisesti.



Kuvio 7. Nouseva tarjouskilpailu (oma kuvio)

Dynaamisten tarjouskilpailujen iteratiivinen prosessi antaa vankemman pohjan hinnalle, kuin suljettu tarjouskilpailu, jossa tarjoajat joutuvat arvioimaan ja jopa arvaamaan myös muiden tarjouksia suhteessa omaan tarjoukseen (Cramton 1998, 747). Prosessi tuo varmuutta siitä, että oma arvostus tuotteesta on oikea, niin pitkään, kun kisassa on myös muita tarjoajia. Siten riski ylioptimistisille tarjouksille on pienempi kuin

suljetussa tarjouskilpailussa, jossa epärealistiset tarjoukset ovat yleisiä. (Cramton 1998, 749.)

Dynaamisten tarjouskilpailujen riskinä voi olla, että jos tarjoajien tietäessä etukäteen häviävänsä tarjouskilpailun jollekin toiselle, eivät nämä välttämättä osallistu tarjouskilpailuun lainkaan. Samaan aikaan ne, jotka uskovat voittavansa joka tapauksessa, voivat tehdä niin sanotun nollatarjouksen. Tällöin tarjouskilpailun voi teoriassa voittaa tällaisella tarjouksella. (Cramton 1998, 751.) Suljetussa tarjouskilpailussa ei tätä ongelmaa ole, jos hinta määräytyy tarjousten perusteella (Cramton 1998, 747).

### **Yhdistelmät**

Erilaisia yhdistelmämallia on käytetty sen johdosta, että saataisiin yhdistettyä kahden päämallin hyödyt tai minimoitua niistä aiheutuvat haitat. Tyypillisinä tavoitteina on kustannustehokkuuden maksimointi ja strategisen käyttäytymisen minimointi. (Maurer & Barroso 2011, 11-12.)

Del Río ja Linares (2014) esittävät, että paras keino järjestää tarjouskilpailu on yhdistää suljettu ja laskeva tarjouskilpailu. Tämä minimoi voittajan kirouksen riskin ja yleensä mahdollistaa suuremman määrän tarjoajia, sisältäen useammin myös pieniä toimijoita.

Brasiliassa on käytetty tarjouskilpailumallia, jossa ensimmäinen kierros perustuu laskevaan tarjouskilpailumalliin ja lopulta siirrytään vielä mukana kilpailussa olevien kanssa suljettuun tarjouskilpailuun. Malli mahdollistaa suljettua tarjouskilpailua enemmän hintatietoa toimijoille ensimmäisessä vaiheessa. Tällä tavalla saadaan myös tehokas ylätasoa tuelle, jonka jälkeen järjestelmän kustannuksia voidaan edelleen pienentää hakemalla jokaiselle hankkeelle oma tukitasonsa yhteisen tukitason sijasta. (Maurer & Barroso 2011, 12; Lucas et al. 2013, 12.)

Toisessa yhdistelmämallissa ensimmäisenä vaiheena käytetään suljettuja tarjouksia ja toisessa vaiheessa laskevaa tarjouskilpailua. Tätä mallia on käytetty yleisesti sellaisiin tuotteisiin, joista on hyvin tietoa ja niiden arvo tunnetaan tarkasti. Jos tarjoukset ovat hyvin lähellä toisiaan, toista kierrosta ei välttämättä tarvita. (Maurer & Barroso 2011, 14.)

Edellä mainittujen mallien lisäksi on joukko muita malleja, joita on kuitenkin käytetty vähän energiasektorilla. Yksi tällainen on kaksipuoleinen tarjouskilpailu, jossa molemmat puolet voivat tehdä tarjouksia. Lesser ja Su (2008) sen sijaan esittävät kaksivaiheista prosessia, jossa ensimmäisessä kilpailutetaan kapasiteettia (MW) ja toisessa vaiheessa tuotantoa (MWh).

### 3.3 Tarjouskilpailujärjestelmän muita ominaisuuksia

Tarjouskilpailujärjestelmän suunnittelun kannalta on huomioitava useita seikkoja. Kyse on valinnoista ja usein kompromisseista, sillä eri tavoitteet voivat vaatia juuri vastakkaisia ominaisuuksia järjestelmältä. Kirjallisuuden ja muiden maiden kokemusten perusteella kilpailun riittävyys on merkittävin tarjouskilpailun onnistumisen edellytys. Riittävä kilpailu muun muassa vähentää strategista käyttäytymistä ja takaa alhaiset tukimäärät eli kustannustehokkuuden. Kovan kilpailun käänköpuolena on riski liian alhaisista tarjouksista ja siten alhainen toteutusprosentti. Yleinen johtopäätös alan kirjallisuudessa on, että yhtä ja kaikille markkina-alueille ja kaikkien erilaisten tavoitteiden saavuttamisen kannalta toimivaa tarjouskilpailumallia ei ole. (esim. Aures 12/2017, 2; Maurer & Barroso 2011, 98; del Río & Linares 2014, 54.)

Tarjouskilpailun onnistumisen kannalta olennaisinta on riittävä määrä kilpailua eli riittävä määrä tarjouskilpailuun osallistujia. Myös tarjouskilpailun kohteena olevan uusiutuvan energian määrä vaikuttaa kilpailuun. Liian suuri tavoite suhteessa tarjouskilpailuun osallistuvien tuotantomääriin yhdellä kierroksella voi johtaa siihen, ettei lopputulos ole kilpailullinen. (Lucas et al. 2013, 45.)

Tarjouskilpailun monimutkaisuus vähentää erityisesti pienten toimijoiden määrää tarjouskilpailussa. Kilpailun vähenemisen lisäksi se mahdollistaa markkinavoimien keskittymisen. Tällöin myös tukirahat keskittyvät tietyille yrityksille. Tämän seurauksena myös tukiohjelman ja hankkeiden sosiaalinen hyväksyttävyys kärsii. (del Río & Linares 2014, 43; Kylili & Fokaides 2014, 232.) Pienten toimijoiden ongelmana voi myös olla suurten toimijoiden tahallinen markkina-aseman väärinkäyttö tai pyrkimys markkina-aseman vahvistamiseen tarjouskilpailujen avulla. Ongelma on korostunut maissa, joissa energiayhtiöt ovat joko nykyisiä tai entisiä valtionyhtiöitä sekä markkinoilla, jotka ovat ennestään hyvin keskittyneet. (Maurer & Barroso 2011, 97.) Esimerkiksi Brasiliassa tietyt yksittäiset tahot saivat haltuunsa suuria määriä vesivoimahankkeita. Osittain tämän takia Brasilia siirtyikin nykyisenkaltaiseen kaksivaiheiseen järjestelmään. (Maurer & Barroso 2011, 14.)

Tarjouskilpailuun voidaan asettaa minimi tarjoajien määrälle. Ilman tätä yksittäinen tai muutamat toimijat saattavat voittaa kilpailun verrattain korkeilla tarjouksilla. Lisäksi voidaan asettaa rajoituksia yksittäisen yrityksen tarjouksille, kuten kokonaisteho- tai tuotantorajoituksella. (del Río & Linares 2014, 53.) Portugalissa käytössä olleessa tarjouskilpailujärjestelmässä voittanut toimija ei saa osallistua seuraavalle kierrokselle (Aures 3B/2016, 8). Tarjouskilpailuissa voidaan hyödyntää myös joustavia tarjouksia etenkin, jos valittava tuotanto- tai tehomäärä perustuu ensi sijassa käytettävissä olevaan budjettiin. Iso-Britannian tarjouskilpailumallissa hankekehittäjät voivat jättää joustavia

tarjouksia, jolloin budjetin ylittyessä, viimeisen tarjouksen hankkeessa tuotantomäärä voi joutua. (Aures 3/2016, 17.)

Mayr et al. (2014, 563) ovat maininneet nettipohjaiset työkalut hankekehittäjien apuna. Tällainen ratkaisu voisi alentaa pienten toimijoiden työmäärää ja kustannuksia sekä vähentää epätäydellisen informaation riskiä. Näin voitaisiin saada myös pieniä toimijoita mukaan, mikä lisäisi kilpailua ja vähentäisi yksittäisten suurten toimijoiden mahdollisuuksia ohjata lopputulosta. Mahdolliset tarjoajat voidaan myös kouluttaa mekanismiin esimerkiksi harjoituskierröksellä. Viestintä tulisi suunnitella siten, että kaikki potentiaaliset tarjoajat saavat tiedon tarjouskilpailusta. Myös itse tarjouskilpailun sääntöjen tulee olla selkeitä. Oikea-aikainen ja tasapuolinen viestiminen on tärkeää siten, että kaikki tarjouskilpailuun osallistuvat saavat osallistumisen kannalta tärkeät tiedot riittävän ajoissa. (Maurer & Barroso 2011, 100-101; Lucas et al. 2013, 47.)

Vaikka pienet toimijat olisivat mukana järjestelmässä, eivät ne välttämättä menesty kilpailussa. Suurempien laitosten yksikkökustannukset ovat yleensä pienemmät mittakaavaetujen takia. Myös esisuunnitteluun liittyvät sekä tuen valvonnasta ja seurannasta johtuvat kustannukset ovat korkeammat tuotettua yksikköä kohden pienille hankkeille. Hallinnolliset vaatimukset heikentävät erityisesti pienten hankkeiden mahdollisuuksia, sillä kilpailuun osallistumisesta aiheutuvien kustannusten osuus on suhteessa suurempi. (Mitchell 1995, 1086.)

Epävarmuus tuen saamisesta ei välttämättä kannusta kehittämään hankkeita kovin pitkälle. Lisäksi suuret ja vakavaraiset toimivat saavat usein oman ja vieraan pääoman rahoitusta alemmilla koroilla. Rahoitusta on pääsääntöisesti saatavilla suurille hankkeille. Pienemmissä investoinneissa kannattavatkaan hankkeet eivät välttämättä täytä liikepankkien ehtoja lainalle. Tähän lopputulokseen on tullut muun muassa Mitchell (1995), joka on tutkinut Ison-Britannian tarjouskilpailujärjestelmää. Tosin tiukat lainaehdot ovat Mitchellin mukaan tyypillistä erityisesti Ison-Britannian rahoitussektorille. Pienemmillä toimijoilla voi sen sijaan olla alhaisempi oman pääoman tuottovaatimus. Myös työ kustannukset ja esimerkiksi liittymismaksut voivat olla pienempiä. (Rathmann et al. 2011, 38.) Hollannin tarjouskilpailujärjestelmä on onnistunut houkuttelemaan paljon pieniä toimijoita mukaan. Kaikista tarjouksen tekijöistä yli 80 % on pieniä tai keskisuuria yrityksiä. Näiden lisäksi myös voittoa tavoittelemattomat organisaatiot, kuten kunnat ovat osallistuneet tarjouskilpailuun ja vain pieni osa tarjouksista on ollut suuryritysten tekemiä. (Aures 3D/2016, 12.)

Kilpailua voidaan lisätä sillä, että eri vaiheessa olevia hankkeita hyväksytään tarjouskilpailuun mukaan. Tämä vaatii tasapainottelua, sillä varhaisessa kehitysvaiheessa olevat hankkeet jäävät kypsiä hankkeita todennäköisemmin toteutumatta. Varhaisessa kehitysvaiheessa olevilta hankkeilta voidaan kuitenkin edellyttää suurempaa vakuusmaksua, kuten Saksan aurinkosähköjärjestelmää koskevassa tarjouskilpailujärjestelmässä. (Aures 12B/2015.) Edellä mainituista haasteista johtuen



pienille hankkeille on usein oma tukiohjelmansa. Esimerkiksi Isossa-Britanniassa pienen kokoluokan hankkeille on tarjouskilpailun sijasta kiinteä syöttötariffijärjestelmä (Aures 3/2016, 17).

Toinen merkittävä ongelma aikaisemmissa tarjouskilpailujärjestelmissä on ollut se, että voittaneet tarjoukset eivät ole johtaneet hankkeiden toteutumiseen. Rangaistusten puute tai pienuus ovat mahdollistaneet hankkeista vetäytymisen. Rangaistusten asettaminen on kuitenkin hankalaa. Suuret rangaistusmaksut tai etukäteistakuut nostavat riskiä ja siten hankekehittäjien kustannuksia ja tarjouksia. Lisäksi ne vähentävät pienten toimijoiden halukkuutta ja mahdollisuuksia osallistua tarjouskilpailuun. (Lucas et al. 2013, 46; del Río & Linares 2014, 53-54.)

Rangaistukset voivat olla joko kiinteä summa tai riippua investoinnin koosta tai tuotantotehosta tai -määrästä (del Río & Linares 2014, 48). Hankkeiden toteutumisen ja rangaistusten asettamisen kannalta on myös olennaista se, kuinka pitkä ajanjakso hyväksytään sopimusten tekemisestä siihen, että hanke tulee aloittaa ja tuotanto aloittaa. Pitkä ajanjakso pienentää toimijoiden riskiä ja mahdollistaa myös teknologian kehittymisen ja kustannusten pienenemisen. Toisaalta tämä mahdollistaa alaiset tarjoukset teknologian kehittymisen ja kustannusten alentumisen toivossa, mikä fragmentoi tarjouskäyttäytymistä. Osa saattaa tarjota ylioptimistisesti ja toimijoilla saattaa olla erilainen tieto teknologian kehitysvauhdista. (del Río & Linares 2014, 54.)

Saksan aurinkosähköä koskevassa tarjouskilpailujärjestelmässä on asetettu 24 kuukauden määräaika voimalaitosten käynnistämiseksi. Jos laitosta ei ole käynnistetty määräpäivään mennessä, sopimus raukeaa ja hankekehittäjä joutuu maksamaan rangaistusmaksun. Rangaistuksen suuruus riippuu siitä, missä vaiheessa hanke oli tarjouskilpailuun osallistuessa. Järjestelmässä rangaistaan myös myöhäisestä käynnistämisestä siten, että tukimäärä pienenee 0,3 senttiä kilowattituntia kohden, jos laitosta ei käynnistetä 18 kuukauden sisällä tarjouskilpailusta. (Aures 12B/2015, 9.) Isossa-Britanniassa pääasiallisena rangaistuksena on se, ettei kyseinen hanke saa osallistua uuteen tarjouskilpailuun seuraavan 13 kuukauden sisällä (Aures 3/2016, 17).

Toteuttamisriskiä voidaan myös pienentää lisäämällä vaatimuksia tarjouskilpailuun osallistuville hankkeille. Usein vaaditaan esimerkiksi keskeisimmät luvat, mahdolliset ympäristövaikutusten arvioinnit tai rahoituksen turvaamisen. (del Río & Linares 2014, 48.) Myös muita ennakkokriteerejä voidaan asettaa. Esimerkiksi Kaliforniassa on vaadittu, että hankekehittäjillä on kokemusta vastaavista hankkeista ja kyseistä teknologiaa on demonstroitu onnistuneesti vähintään kahdesti aikaisemmin (Aures 12/2015, 12-13).

On kuitenkin huomioitava, että muissa markkinatekijöissä tapahtuvat muutokset saattavat merkittävästi vaikuttaa hankkeiden toteutumiseen, vaikka arviointi olisi tehty huolellisesti ja voittava tarjous olisi ollut realistinen. Esimerkiksi Kyproksen

aurinkosähkön tarjouskilpailu ajoittui ajanjaksoon, jolloin Euroopan Unioni päätti asettaa niin sanotun polkumyyntitullimaksun Kiinasta tuoduille aurinkopaneeleille. Tämä nosti yleisesti Euroopassa aurinkopaneelien hintoja. Kyproksen tapauksessa se tarkoitti sitä, että voittaneen tarjouksen tehneistä hankkeista tuli arvioitua kannattamattomampia. (Kylili & Fokaides 2014, 232.) Rangaistuksia suunniteltaessa tulisikin ottaa huomioon myös tuottajista riippumattomat tekijät. Ehtojen tulisi myös sisältää enemmän vaihteluväli yksittäisten tarkkojen tuotantomäärien sijaan. (del Río & Linares 2014, 53.) Jousto mahdollistaa tuotannon suunnittelun sähköjärjestelmän kannalta optimaalisesti ja tuo toisaalta joustoja erityisesti säästä riippuville tuotantomuodoille ja siten pienentää kyseisten hankkeiden riskiä.

Johtopäätöksenä voidaan todetta, että olisi tärkeää asettaa rangaistukset siten, että ne kannustavat toteuttamaan hankkeita ja vähentävät strategista käyttäytymistä. Samaan aikaan rangaistukset eivät saisi vähentää tarjouskilpailuun osallistuvien määrää tai nostaa tarjousten hintaa kohtuuttomasti. Rangaistusmekanismin tulisi myös ottaa huomioon tilanteet, joissa olosuhteet ovat muuttuneet voittavan tarjouksen tehneestä riippumattomista syistä.

Strateginen käyttäytyminen tarjouskilpailuissa on suuri riski lopputuloksen kustannustehokkuudelle. Ongelmana voi olla joko spekulatiivinen käyttäytyminen, tarjousten tekijöiden yhteistyö tai kokemattomat tarjoajat. Tämä on erityisesti kehittymättömien markkinoiden ongelma. Avoin tarjouskilpailu saattaa johtaa jopa uhkapeliin (Kylili & Fokaides 2014, 232). Koska tarjoajat pyrkivät maksimoimaan voittonsa, niiden ei välttämättä kannata tarjota omien kustannusrakenteiden perusteella. Esimerkiksi, jos tarjouskilpailuun osallistuva tuottaja tietää voittavansa tarjouskilpailun, kannattaa sen tarjota vain hieman muita tarjouksia alhaisempi tukimäärä ja näin kasvattaa voittoa. Vastaavaa strategista käyttäytymistä on havaittu myös sähkömarkkinoilla aikaisemmin. Sähköntuottajat voivat esimerkiksi jättää tarjoamatta osaa tuotannostaan markkinoille ja siten vaikuttaa hinnanmuodostukseen. (Clements et al. 2016, 28.)

Tilannetta voidaan lähestyä peliteorian avulla. Dynaamisiin tarjouskilpailuihin tätä ehdotti ensimmäisenä William Vickrey vuonna 1961 julkaisemassaan artikkelissa. (Vickrey 1961.) Oletuksena on, että kaikki toimijat pyrkivät maksimoimaan odotetun tuoton ja siten tarjoukset eivät perustu puhtaasti kustannuksiin tai tuen tarpeeseen. Kyse ei siis ole totuudenmukaisista tarjouksista. (Lorentziadis 2016, 348.) On kuitenkin näyttöä siitä, että tarjouskilpailuissa ei aina noudateta peliteoriaa ja osa tarjouksista on irrationaalisia. Syitä voi olla monia ja näitä on tutkittu muun muassa käyttäytymistieteiden avulla. (Lorentziadis 2016, 363-364.)

Toinen tarjouskilpailuun osallistuvien käyttäytymiseen liittyvä haaste on tarjoajien väliset salaiset sopimukset (esim. Klemperer 2002, 170; Lorentziadis 2016, 360-361; Che & Kim 2009, 565). Tämä on riskinä erityisesti, jos energiantuotanto on keskittynyttä ja

tuottajilla on vahva neuvotteluvoima (del Río & Linares 2014, 54). Kartellin kaltaisilla sopimuksilla tarjouskilpailuun osallistuvat voivat ohjailla tarjouskilpailua siten, että kilpailun sijasta tarjouksista sovitaan etukäteen. Tämän mahdollistaa esimerkiksi sivumaksut tai jos tarjouskilpailukierroksia järjestetään useampia, voidaan erikseen sopia eri kierrosten voittajat. (Che & Kim 2009, 566.) Lisäksi yksittäiset toimijat voivat vakoilla toisten tarjouksia (Lorentziadis 2016, 360-361).

Strategiseen käyttäytymiseen voidaan puuttua tarjouskilpailumallilla, lisäämällä kilpailua, vähentämällä yksittäisten toimijoiden markkinaosuutta sekä rankaisemalla väärinkäytöksistä. Rankaisun uhalla voidaan esimerkiksi kieltää tarjouksista sopiminen, sivumaksut ja muu vastaava toiminta (Maurer & Barroso 2011, 104). Strategisen käyttäytymisen riskiä voidaan pienentää myös lattia- ja kattohinnoilla.

Lattia- tai kattohinta voidaan asettaa joko koko tarjouskilpailulle tai yksittäisille teknologioille. Kattohinnan ylittäviä tai lattiahinnan alittavia tarjouksia ei oteta huomioon. (Lucas et al. 2013, 44.) Lattia- ja kattohintojen asettaminen on kuitenkin hyvin vaikeaa. Liian alhainen kattohinta ei tuo riittävästi tarjouksia ja liian korkea saattaa ohjata tarjouskilpailua korkeampiin tarjouksiin. (Maurer & Barroso 2011, 111; Rego 2013, 219). Lattia- ja kattohintojen asettamisessa kohdataan juuri niitä samoja haasteita, joita hallinnollisesti asetettuihin tukitasoihin perustuvissa järjestelmissäkin kohdataan, ja mihin tarjouskilpailu nimenomaan on ratkaisu. Esimerkiksi Kyproksen tarjouskilpailujärjestelmässä suuri osa tarjouksista oli asetetun alatasen alapuolella, jolloin viranomaiset joutuivat hyväksymään myös kattohinnan ylittäneet tarjoukset. (Kylili & Fokaides 2014, 232). Rego (2013) on tutkinut Brasilian tarjouskilpailua ja siinä asetettuja kattohintoja. Olennainen johtopäätös on, että kattohinnan jälkeen tulisi olla vielä riittävästi kilpailua, jotta hinta sijoittuu tehokkaasti tämän alapuolelle. Toisaalta liian korkealle asetetusta kattohinnasta ei näyttäisi aiheutuvan tehokkuustappiota.

Tällaisten rajahintojen riskinä on myös, että ne saattavat johdatella tarjouskilpailua kohti kyseisiä arvoja. Tästä syystä mahdollista raja-arvoa ei tulisi etukäteen kertoa toimijoille. Raja-arvoihin saattaa myös liittyä riski epäsymmetrisestä informaatiosta. (del Río & Linares 2014, 52; Lucas et al. 2013, 44.)

Sääntelyn vakaus on erittäin tärkeää ja heijastaa suoraan tarjousten määrään ja niiden tasoon. Sääntelyyn liittyvä riski ja muut poliittiset riskit korottavat sijoittajien riskipreemiota nostaen tarjousten hintoja. Tarjouskilpailukierrosten välillä tulisi kuitenkin pystyä tekemään pieniä muutoksia järjestelmään, jos niillä saadaan parannettua tarjouskilpailun toimivuutta. Esimerkiksi Saksassa on päätetty kokeilla erilaisia tarjouskilpailumalleja ja ensimmäisenä käyttöön otettiin rajattu tarjouskilpailu, jossa kohteena oli ainoastaan 0,1-1 MW kokoiset aurinkosähköjärjestelmät. Tämän ohjelman puitteissa on kokeiltu niin tarjoushintamallia, kuin selvityshintaankin perustuvaa järjestelmää. (Aures 12B/2015.)

Yllättävät ja liian useat muutokset johtavat epävarmuuteen. Prosessin tulee myös olla läpinäkyvä ja oikeudenmukainen. Jos prosessi ei ole avoin, on vaarana, että eri toimijoilla on eri määrä tietoa, mikä johtaa epäoikeudenmukaiseen tilanteeseen. (Maurer & Barroso 2011, 98; Held et al. 2013, 72.) Myös edellä kuvattu säännöllinen viestintä tarjouskilpailun aikatauluista ja säännöistä tuo vakautta järjestelmään ja mahdollistaa hankkeiden riittävän suunnittelun (del Río & Linares 2014, 53).

Tarjouskilpailujen välien pituudella on suuri merkitys. Jos tarjouskilpailujen väli on liian lyhyt, nousevat hallinnolliset kustannukset ja kilpailu vähenee. Tiheät tarjouskilpailut myös lisäävät hintatietoisuutta sekä vähentävät hankekehittäjien riskejä. Jos seuraava tarjouskilpailukierros on lyhyen ajan päästä, voivat hankekehittäjät siirtää tarjouksiaan seuraavaan kierrokseen, varsinkin jos hinta laskee hyvin alhaiseksi. (Maurer & Barroso 2011, 16-17.) Rahoituksen kustannusten alentamisen lisäksi tarjouskilpailujen säännöllisyys ja ennakoitavuus kannustavat edistämään myös sellaisia hankkeita, joiden suunnittelu- ja lupaprosessi kestää useita vuosia. (Maurer & Barroso 2011, 101.) Tarjouskilpailujen epäjatkuvuus ja liian pitkät välit saattavat tehdä sähkömarkkinoista syklisiä (Held et al. 2013, 72).

Tarjouskilpailun järjestäjät joutuvat tekemään myös joukon muita valintoja, joilla ei suoraan ole tekemistä niinkään tarjouskilpailun vaan valitun tuki-instrumentin suhteen. Valinnat kuitenkin heijastuvat tarjouskilpailun onnistumiseen. Samat päätökset joudutaan tekemään myös syöttötariffi- ja preemiojärjestelmissä, joissa tukitasot asetetaan hallinnollisesti. Tällaisia tekijöitä ovat esimerkiksi tarjouskilpailun kohde, tukiohjelman laajuus, tukiohjelman teknologianeutraalisuus, tukikelpoisuuskriteerit, tukien maksun kesto ja muut vastaavat asiat. (ks. esim. del Río & Linares 2014, 48.)

Olenainen ratkaistava asia on se, kilpailutetaanko kapasiteettia (MW) vai tuotantomäärää (MWh). Tuen maksu perustuu tyypillisesti euroon per megawattitunti. Järjestelmä voidaan kuitenkin rakentaa myös siten, että tietyt tuotantotunnit ovat muita arvokkaampia. Tällöin tuen saajalla on edelleen kannustin kehittää tehokkuutta ja reagoida markkinasignaaleihin. Käytännössä tämä tarkoittaa esimerkiksi tuotannon siirtämistä mahdollisimman korkean kysynnän eli mahdollisen tehopulan aikaan. (del Río & Linares 2014, 53.) Sähköjärjestelmän kannalta tuotantolaitokset, joiden tuotanto voidaan ajoittaa korkean kysynnän hetkiin, ovat arvokkaita. Meksikon tarjouskilpailujärjestelmässä tarjouksissa huomioidaan hinnan lisäksi alue, jonne tuotantolaitos sijoittuisi sekä tunnit, jolloin laitos tuottaa energiaa. Tarkoituksena on antaa etua laitoksille, jotka sijoittuvat alueille, jossa tarjonta ei vastaa kysyntää sekä pyrkii ohjaamaan lisätuotanto tunneille, jolloin on suurin puute sähköstä. (Aures 1/2017, 10.)

Tukikelpoiset hakijat tulee määritellä tarkkaan etukäteen (Maurer & Barroso 2011, 104). Tulee myös päättää, millaiset hankkeet ovat tukikelpoisia. Valinta ja rajaukset tulee tehdä olemassa olevan kapasiteetin, rakenteilla olevan kapasiteetin ja täysin uuden

kapasiteetin välillä. Näille voidaan järjestää myös erilliset tarjouskilpailut tai eri ryhmät. (Maurer & Barroso 2011, 105.) Myös tukikelpoiset tuotantoteknologiat tulee määritellä ja näihin mahdollisesti liittyvät kokorajoitukset. Eri teknologioille ja erityisesti vielä kehitysvaiheessa oleville teknologioille voidaan asettaa omia ryhmiä. Heikkoutena erilaisissa ryhmissä on kilpailun väheneminen, jos ryhmiä on paljon. Ryhmien sisälläkin tulisi olla riittävästi kilpailua. (del Río & Linares 2014, 53.) Isossa-Britanniassa teknologiat on jaettu kolmeen eri teknologiakoriin, joista ensimmäiseen kuuluu kypsät teknologiat eli muun muassa maatuulivoima, aurinkosähkö, jätteenpolto ja vesivoima. Toinen kori sisältää uudemmat teknologiat, kuten merituulivoiman, aaltovoiman, vuorovesienergian ja geotermisen energian. Kolmas kori sisältää biomassalaitokset. (Aures 3/2016, 7-8.) Kaliforniassa eri teknologiakoreihin on asetettu perusvoima, huipun aikaan käytettävissä oleva tuotanto ja muut uusiutuvat (Held et al. 2013, 69; Aures 12/2015, 7). Hollannissa on käytössä järjestelmä, jossa eri teknologioille on omat tukikategoriansa, mutta jokaisella kierroksella on oma vapaa kategoria, johon voi tarjota millä vaan teknologialla tuotettua uusiutuvaa energiaa (Aures 3D/2016, 6).

Tarjouskilpailu voi olla kaksivaiheinen siten, että ensimmäisessä vaiheessa eli ilmoittautumisvaiheessa määritellään tarjouksen tekijöistä ne, jotka ovat tukikelpoisia tai muuten täyttävät kriteerit ja vasta toisessa vaiheessa ratkotaan, mitkä tahot saavat tuen (Lucas et al. 2013, 12). Tällaisella voidaan esimerkiksi vähentää tarjoajien kuluja, kun tukikelvottomat tahot määritellään jo ennen lopullista kilpailuvaihetta.

Tuotantotukien kestolla on suuri merkitys tarjousten suuruuteen ja valtiontaloudellisiin vaikutuksiin. Del Ríon ja Linaresin (2014) mukaan pitkät sopimukset (tariffikaudet) johtavat pienempiin tarjouksiin, sillä rahoituksen kasaaminen on alhaisemmista riskeistä johtuen helpompaa ja rahoitus halvempaa. Erityisesti syöttöpreemiojärjestelmä tulee valtiolle halvemmaksi pitkällä aikavälillä, jos sähkön markkinahinnan arvioidaan nousevan tulevaisuudessa. Pankkirahoituksen takana on tyypillisesti ennemmin pessimistisempiä skenaarioita, kun tavoitteena on saada lainattu raha mahdollisimman pienin riskein takaisin.

Uusiutuvan energian lisäksi tukiohjelmalla voidaan pyrkiä saavuttamaan myös muita tavoitteita, kuten esimerkiksi työllisyyden lisääminen tai positiiviset vaikutukset aluetalouteen (Lucas et al. 2013, 11). Tällaisilla voidaan parantaa tuen vaikuttavuutta. Useissa, erityisesti kehittyvissä maissa, on yleistä sisällyttää vaatimus paikallisen tuotannon hyödyntämisestä tuetuissa hankkeissa. Esimerkiksi Kiinassa vaatimuksena on ollut vähintään 50-70 %:n ja Brasiliassa 60 %:n kotimaisuusaste. (Cozzi 2012, 30.) Ranskan aurinkosähköä koskevassa järjestelmässä kriteerinä on hinnan lisäksi ollut hiilijalanjälki. Tämän voidaan katsoa olevan epäsuora keino antaa etua kotimaiselle tuotannolle. (Aures 3C/2016, 8, 13.) Vaatimuksilla on saatu melko tehokkaasti aikaiseksi kotimaista tuotantoa. Tällaiset vaatimukset ovat kuitenkin kyseenalaisia kansainvälisten kauppasopimusten suhteen ja niistä ollaan monin osin luovuttu. (Cozzi 2012, 31-32.)

Jokaista lisäominaisuutta tulisi harkita tarkkaan. Kaikki tarjouskilpailuun liittyvät erilaiset ominaisuudet tekevät siitä monimutkaisemman kuin sellaiset tuotantotuet, joissa hallinnollisesti asetetaan tukitasot ja pääsykriteerit, jotka täyttämällä automaattisesti hyväksytään järjestelmään. Esimerkiksi Mitchell (1995) arvioi, että Ison-Britannian 1990-luvulla käytössä olleen tarjouskilpailujärjestelmän ongelmana oli muun muassa se, että hakuikkunoihin ja -aikatauluihin se oli melko raskas ja pitkä prosessi verrattuna hallinnollisesti asetettuihin syöttötariffijärjestelmiin. (Mitchell 1995, 1085.)

Maurerin ja Barroson (2011, 20) mukaan hyvä tarjouskilpailu saa aikaan tietoa tarjoajilta heidän halukkuudesta tarjota. Lisäksi hyvä tarjouskilpailu minimoi transaktiokustannukset ja kannustaa kilpailuun tarjoajien kesken, tavoitteena saavuttaa tehokkain resurssien jako. Maurer ja Barroso (2011, 20) luettelevat tekijöitä hyvin suunnitellun järjestelmän taustalla. Tällaisia ovat muun muassa oikeidenmukainen, avoin, läpinäkyvä, objektiivinen, syrjimätön ja oikea-aikainen prosessi, jossa on tehokas hinnanmuodostusmekanismi, joka minimoi informaatio- ja transaktiokustannukset. Lopputulos tulisi olla sellainen, että alhaisimmat tarjoukset ja kustannustehokkaimmat hankkeet voittavat.

## 4 ENERGiantuotantohankkeet ja SÄHKÖMARKKINAT SUOMESSA

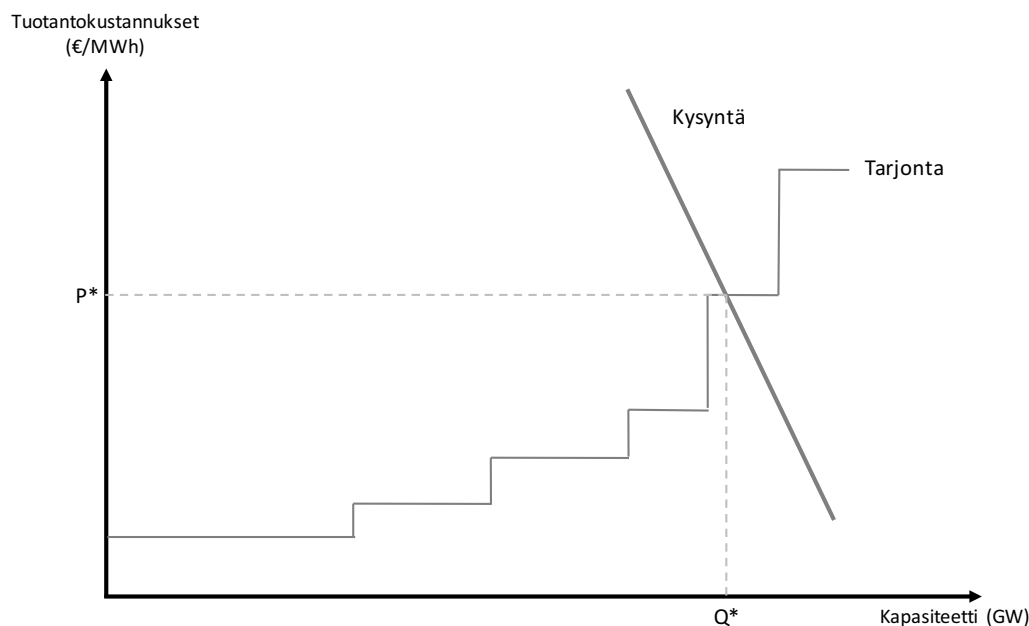
### 4.1 Sähkömarkkinat

Suomessa sähkö voidaan myydä joko Pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla tai kahdenvälisillä ns. bilateraaliosopimuksilla. Pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla eli Nord Pool Spot -markkinoilla toimivat Suomen lisäksi Norja, Ruotsi ja Tanska sekä Viro, Latvia ja Liettua. Vuoden 2013 aikana Pohjoismaiden sähkömarkkina yhdistettiin Länsi-Euroopan tukkumarkkinaan. Yhdistämisen tarkoituksena oli kilpailun lisääminen. Suomella on myös siirtolinja Venäjälle, joka mahdollistaa näiden maiden välisen sähkökaupan. Venäjä ei kuitenkaan kuulu Pohjoismaiden sähkömarkkinoihin. (Energiateollisuus 2014; Vehviläinen et al. 2012, 5-6, 13; Nord Pool Spot 2016). Vuonna 2016 Nord Pool Spotin kautta välitetty sähkön määrä oli yhteensä 505 TWh (Nord Pool Spot 2016b).

Sähköä myydään varsinaisen spot-markkinan eli elspot-markkinan lisäksi myös elbas-markkinoilla. Spot-markkinoilla tarjouksia jätetään vuorokautta ennen tuotantoa, kun elbas-markkinoilla tarjouksia voidaan jättää käyttötuntia edeltävään tuntiin asti. Elbas-markkinoilla on tärkeä rooli kysynnän ja tarjonnan tasapainottamisessa. (Vehviläinen et al. 2012, 18). Elbas-markkinan koko on huomattavasti elspot-markkinaa pienempi. Vuonna 2016 sen koko oli noin 5 TWh (Nord Pool Spot 2016b). Tämänkin jälkeen kulutuksen ja tuotannon välillä saattaa olla epätasapainoa, jonka tasapainotuksesta vastaa Suomessa Fingrid Oyj. Tätä varten on omat tasesäätösähkömarkkinat (Fingrid). Edellä mainittujen lisäksi sähkötuotteille on myös johdannaismarkkinat, joilla voidaan myydä ja ostaa esimerkiksi futuureja ja optioita (Nasdaq OMX 2017).

Sähkön markkinahinta perustuu niin sanottuun merit-order -järjestykseen, jossa tuotantolaitokset tarjoavat tuotantoaan markkinoille heijastellen niiden rajakustannuksia. Yleensä markkinahinnan eli sähköntuotannon marginaalihinnan määrittävät sellaiset voimalaitokset, jotka käyttävät jotain polttoainetta. Nämä laitokset voivat jossain määrin viedä polttoaineiden hinnoissa tapahtuvat muutokset suoraan myyntihintaan. (Gross et al. 2010, 796.)

Alapuoella olevassa kuviossa 8 on yksinkertaistus merit-order -järjestyksestä. Usein ydinvoimalla sekä vesivoimalla ja muilla uusiutuvilla on alhaiset muuttuvat kustannukset ja ne sijoittuvat tarjontakäyrän alkuun. Lauhdetuotantokapasiteetti on tyypillisesti määrittänyt hinnan, koska näiden laitosten kohdalla tarjonta ja kysyntä leikkaavat. Kysyntä on tyypillisesti ollut hyvin joustamatonta. Nykyisillä sähkömarkkinoilla kaikki spot-markkinoille osallistuvat saavat tämän hinnan (kuviossa  $P^*$ ) tuottamastaan sähköstä. Tällä hinnalla tuotetaan  $Q^*$  määrä sähköä.



Kuvio 8. Tuotantojärjestys (merit order) (oma kuvio)

Sähkön hinta Suomessa määräytyy siis ensisijaisesti Nord Pool Spot -markkinoilla. Jos kuitenkin siirtokapasiteetti on kokonaisuudessaan käytössä, muodostuu Suomeen aluehinta sisäisen kysynnän ja tarjonnan perusteella. Lisäksi aluehintoja voi syntyä, jos tuotantolaitoksissa on häiriötilanteita. (Vehviläinen et al. 2012, 6-7, 15, 21.) Aluehintaeroilla on suuri vaikutus. Esimerkiksi siirtoyhteyksien ollessa poikki, kustannukset nousevat kokonaisuudessa nopeasti satoihin miljooniin. Siirtoyhteyksien toimivuudella on myös erittäin suuri merkitys kilpailuun. Mitä huonommin siirtoyhteydet toimivat, sitä eriytyneempi esimerkiksi Suomi on muista markkina-alueista. (Vehviläinen et al. 2012, 25-28.)

Pohjoismaissa tuotantomääriin ja maiden väliseen kauppaan vaikuttaa suuresti vuotuinen vesivoiman tilanne. Sateisina vuosina tuotantokustannuksiltaan edullista vesivoimaa tuotetaan enemmän ja muuta tuotantoa tarvitaan vähemmän. Siirtoyhteydet kuitenkin rajoittavat sähkön määrää, jota voidaan esimerkiksi Norjasta ja Ruotsista siirtää Suomeen. Vähäsateisina vuosina sen sijaan lauhdetuotannon määrä kasvaa. (Vehviläinen et al. 2012, 14.) Tästä esimerkkinä on vuosi 2013, jolloin lauhdetuotannon ja erityisesti kivihieillä tuotetun lauhdesähkön määrä kasvoi huomattavasti (Tilastokeskus 2014).

Vaikka sähkö on tuotteena homogeeninen ja se hinnoitellaan €/MWh-perusteisesti, niin tuotantomuodolla on merkitystä siihen, mihin hetkeen tuotanto ajoitetaan ja mille markkinoille tuotanto myydään. Tyypillisesti erotetaan niin sanottu perustuotanto ja säätyvä tai säätövoima toisistaan. Säädettyvyys tarkoittaa laitoksen käynnistymisnopeutta, säädettävän kuorman tasoja, vähimmäiskuormaa sekä vähimmäispäällä- tai poissaoloaika. Erityisesti kaasuvoimalaitokset ovat tyypillisesti



hyviä säädettävyyden kannalta. (Schröder et al. 2013, 59-61). Perustuotantoon sisältyy perusvoima, joka on vaikeasti säädettävissä. Tällaista kapasiteettia on etenkin ydinvoima. Lisäksi suuri osa yhdyskuntien ja teollisuuden CHP-laitoksista on perusvoimaa, vaikka osa tuotannosta onkin säädettävissä. Vesivoimasta suurin osa on perusvoimaa, mutta merkittävä osa on helposti säädettävissä. Lauhdevoima ja kaasuturbiinit ovat puhtaammin säätövoimaa ja tuotantomäärät riippuvat huomattavasti enemmän sähkön markkinahinnasta. (Vehviläinen et al. 2012, 21-22).

Euroopan alueella energiantuotanto on aikaisemmin ollut hyvin säädeltyä ja suuri osa markkinoista on keskittynyt pienelle määrällä yrityksiä. Suurimmassa osassa Euroopan maista kaksi suurinta energiayhtiötä hallitsee yli 50 % sähkömarkkinoista. Eräissä maissa, kuten Tanskassa ja Ranskassa, kaksi suurinta yritystä hallitsee lähes kokonaisuudessaan sähkömarkkinoita. (Tamás et al. 2010, 4041.) Vehviläinen et al. ovat selvityksessään (2012, 28) todenneet, että Suomessa on keskittynyt energiantuotantorakenne, joka heikentää markkinoiden tehokkuutta. Yksittäiset suuret toimijat pystyvät käyttämään strategista hinnoitteluvoimaa markkinoilla. Tietyillä yrityksillä voi olla kannustin pidättää omaa tuotantoaan, jonka seurauksena sähkönhinta erityisesti hintapiikkiaikoihin nousee entistä enemmän (Vehviläinen et al. 2012, 23).

Sähköä tuotettiin Suomessa vuonna 2016 yhteensä 66,2 TWh. Eniten tuotettiin sähköä ydinvoimalla (22,3 TWh), sähkön- ja lämmön yhteistuotannolla (CHP) (20,9 TWh) ja vesivoimalla (15,6 TWh). Sähköä tuotiin noin 19 TWh. (Tilastokeskus 2017.) Suomessa haasteena on erityisesti riippuvuus tuontisähköstä sekä tehopula erityisesti kovimmilla pakkasilla. (Työ- ja elinkeinoministeriö 2016b, 43-44.)

## 4.2 Tuotantomuodot

Tuotantomuodoista puhuttaessa viitataan yleensä siihen, mistä energia on peräisin. Samasta energialähteestä voidaan kuitenkin tuottaa energiaa usealla eri tavalla. Esimerkiksi vesivoimaa tuotetaan pääsääntöisesti kolmella toisistaan poikkeavalla teknologialla. Toisaalta tuulivoimassa on ollut tavanomaista erottaa merituulivoima maatuulivoimasta. Tämä on hyödyllinen erottelu, sillä kustannukset ja toisaalta tuotantomäärät poikkeavat näiden kahden tuotantomuodon välillä suuresti. On myös huomioitava, että samasta energialähteestä voidaan tehdä eri tuotteita. Siinä missä tuuli ja veden virtaama ovat lähtökohtaisesti valjastettu sähköntuotantoon, niin esimerkiksi auringon säteilyllä tuotetaan tyypillisesti joko sähköä tai lämpöä ja biomassasta voidaan tuottaa sähköä tai lämpöä, molempia näistä tai bionesteitä ja biopolttoaineita. Samoin, esimerkiksi eloperäisistä jätteistä voidaan tuottaa bioetanolia tai biokaasua. Se mitä tuotetaan, vaikuttaa merkittävästi hankkeiden taloudellisuuteen ja toimintalogiikkaan.

Esimerkiksi Steinhilber et al. (2011, 31) mukaan toistaiseksi yleisimmät uusiutuvan energian muodot ovat tuulivoima, aurinkovoima, biomassaa käyttävät voimalaitokset, biokaasulaitokset sekä vesivoimalaitokset. Lisäksi Steinhilber et al. luettelee toistaiseksi harvinaisemmat geotermisen energian laitokset ja keskittävän aurinkosähkön sekä suuren mittakaavan vesivoima, jonka lisäkapasiteetille on vain vähän potentiaalia.

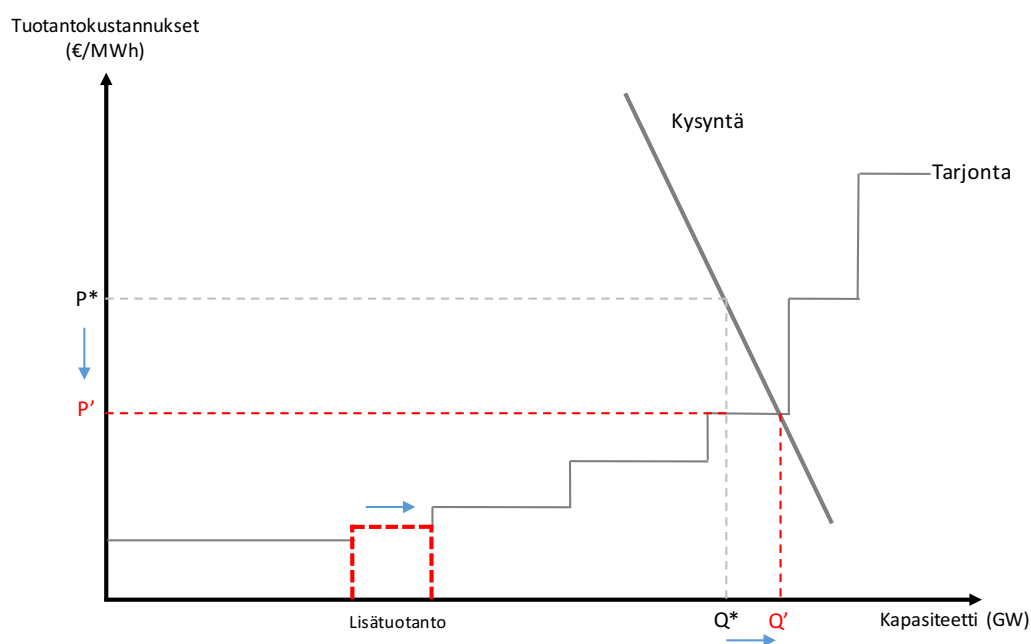
Uusiutuvan energialähteillä on yleensä rajoitteita. Esimerkiksi polttoon ja polttoaineisiin perustuvia prosesseja voi rajoittaa raaka-aineiden saatavuus ja niiden kasvattamiseen tarvittava pinta-ala. (esim. Moriarty & Honnery 2016, 4-5.) Toisaalta biomassaa voi myös olla muiden teollisuusalojen jätettä tai tähdettä, jolloin bioenergian käytön kasvattaminen ei kasvata näiden vaatimaa pinta-alaa. Tuuli- ja aurinkosähkölle tyypillisiä rajoitteita ovat pinta-ala ja sopiva sijainti. Aurinkosähkö vaatii melko suuria aloja ja tuulivoima riittävän tuulisia paikkoja. (esim. Moriarty & Honnery 2016, 4-5.) Myös vesivoima on riippuvainen sijainnista. Sijaintiriippuvaisuudesta johtuen osa vesivoimaloista sijaitsee kaukana olemassa olevasta infrastruktuurista, kuten sähköverkosta. (Sims et al. 2003, 1318.) Biomassan raaka-aineiden niukkuuden kasvu saattaa nostaa tuotantokustannuksia tulevaisuudessa. Myös edellä mainitut sijaintipaikkojen heikkeneminen vaikuttaa tähän. (Moriarty & Honnery 2016, 5.)

Kuten kaikkiin energiantuotantomuotoihin, myös uusiutuvan energian tuotantoon liittyy myös haitallisia ympäristövaikutuksia. Esimerkiksi vesivoimaan liittyy virtavesien luonteen muuttuminen ja sen vaikuttaminen luonnon monimuotoisuuteen, matkailuun liittyvien arvojen väheneminen, kalojen vaellusta rajoittavat tekijät sekä turbiinien ja muiden laitteiden aiheuttama melu. (Pienvesivoimayhdistys ry, 18.) Vastaavia melu- ja maisemavaikutuksia on myös tuulivoimalla. Sen sijaan aurinkosähköjärjestelmien vaikutukset ympäristöön ja terveyteen ovat tyypillisesti muita uusiutuvia energiamuotoja pienemmät. Tämä johtuu muun muassa siitä, että tuotannosta ei synny polttamisessa syntyviä päästöjä ja aurinkojärjestelmät eivät suoraan kilpaile ruoantuotantoalan kanssa. Aurinkosähköjärjestelmät eivät myöskään tuota melua. Elinkaaren aikaiset päästöt riippuvat kuitenkin merkittävästi siitä, mitä raaka-aineita rakentamiseen käytetään (Arvizu et al. 2011, 369-371.)

Eri uusiutuvan energian tuotantomuodot ovat hyvin eri vaiheissa teknologiselta kehitystaseltaan. Biomassa on vesivoiman ohella ollut jo pitkään merkittävä energialähde. (esim. Schröder et al. 2013, 18). Puupolttoaineet ovatkin Suomen suurin yksittäinen energialähde. Vuonna 2015 puupolttoaineilla tuotettiin yhteensä noin 73 TWh energiaa. Tämä vastaa noin 27 % Suomen kokonaisenergiankulutuksesta. (Tilastokeskus 2015.) Osa teknologioista, kuten suuret vesivoimalat, pystyvät kilpailemaan fossiilisten energialähteiden kanssa pääsääntöisesti ilman tukia. Toisaalta osa tuotantoteknologioista on vasta tutkimus- ja kehitysvaiheessa, joiden suurimittainen kaupallinen soveltaminen on vasta useiden vuosien päässä. Tästä esimerkkinä aaltovoima. (esim. Edenhofer 2013, 177.)

### 4.3 Uusiutuvan energian vaikutus markkinoille

Uusiutuvan energian lisääntyminen sähkömarkkinoille vaikuttaa markkinadynamiikkaan kahdella tavalla. Kun markkinoille tulee lisää tuotantoa, jolla on alhaiset muuttuvat kustannukset, alenee myös sähkön markkinahinta (ks. esim. European Commission 2016). Alla olevassa kuviossa 9 on kuvattu tällaista tilannetta, jossa alhaisen muuttuvan kustannuksen tuotantoa tulee lisää. Hinta ( $P'$ ) määräytyy nyt muuttuvilta kustannuksiltaan huomattavasti halvemman tuotannon perusteella. Samalla tuotanto ( $Q'$ ) myös hieman kasvaa tässä tapauksessa, koska alhaisemmalla hinnalla kysyntää on enemmän.



Kuvio 9. Tuotantojärjestys (merit order) lisätuotannolla (oma kuvio)

Samalla laitosten, joilla on suuret muuttuvat kustannukset, ajotunnit vähenevät. Tämä koskee erityisesti kaasu-, kivihiili- ja öljylauhdetuotantoa. Tällöin vähemmillä tunneilla pitäisi pystyä kattamaan sama kiinteiden kustannusten määrä. Kyseisten laitosten kannattavuus saattaa heikentyä niin paljon, ettei niitä kannata pitää toimintakunnossa. Tilanne on johtanut useissa Euroopan maissa siihen, että valtio on ryhtynyt kompensoimaan tiettyjen helposti säädettävissä olevien laitosten pitämistä toimintakunnossa. Tällaiset kapasiteettimekanismit ovat yleistymässä ja toistaiseksi niiden kautta tuki on myönnetty lähinnä fossiilisia energialähteitä käyttäville laitoksille. (European Commission 2016).

Uusiutuvan energian tuotantomuodot usein myös riippuvat olosuhteista, eikä niitä voida tuottaa kysyntää vastaan. Erityisesti tuuli- ja aurinkosähkövoimalat riippuvat

sääolosuhteista ja ovat siten huonosti säädettävissä. Siksi ne vaativat muita ratkaisuja kysynnän ja tarjonnan tasapainottamiselle. Tyypillisinä ratkaisuinä ovat olleet fossiiliset tuotantolaitokset ja siirtoverkkojen vahvistaminen. Lisäksi erilaiset varastointiratkaisut ovat yleistymässä. Tällaisia ovat esimerkiksi pumpattava vesivoima, sähköakut sekä kaasun tuottaminen sähköllä (ns. power-to-gas). Tähän ongelmaan voidaan osittain vastata myös keskittämällä kulutus niihin hetkiin, kun tuotanto on suurimmillaan ja vastaavasti vähentämällä kulutusta, kun tuotanto on vähäisempää. Tätä kutsutaan kysyntäjoustoksi. (esim. Timmons et. al. 2014, 21; Bunn & Muñoz 2016, 594-595; Moriarty & Honnery 2016, 6.) Nykyisillä varastointiteknologioilla voidaan kuitenkin varastoida sähköä pääsääntöisesti vain lyhyitä aikoja ja kysyntäjoustokin on toistaiseksi lähinnä päivänsisäistä. Siten ne eivät ratko esimerkiksi Suomessa oleellista kausien välistä epätasapainoa. Tähän haasteeseen voidaan osin vastata myös energiantuotannon hajauttamisella ja diversifioinnilla (Timmons et. al. 2014, 20). Steinhilber et al. (2011, 60) mukaan Pohjoismaiden sähkömarkkinat ovat valmiimpia uusiutuvan energian integroimiselle markkinoille jo nykyisellään.

Uusiutuvan energian lisääntyminen sähkömarkkinoilla asettaa haasteita myös nykyiselle sähkön hinnoittelumekanismille. Alhaisten muuttuvien kustannusten uusiutuva energia syrjäyttää erityisesti kivihieillä tuotettua lauhdesähköä, mikä alentaa sähkön markkinahintaa. Tämä kehitys etenee Suomen ratkaisusta riippumatta ja sähkön tuleva markkinahinta riippuu enemmän muiden Pohjoismaiden ratkaisusta. Nykyinen muuttuviin kustannuksiin perustuva sähkömarkkinamalli ei välttämättä kannusta minkäänlaisiin energiainvestointeihin. Jos sähkön hinta alenee alle uusiutuvan energian kokonaistuotantokustannusten, uusiutuvan energian investoinnit eivät pysty kuolettamaan investointikustannuksia, vaikka niiden muuttuvat kustannukset olisivatkin alhaiset. Samalla energiansäästöinvestointien kannattavuus heikkenee. (Edenhofer et al. 2013, S19; Borenstein 2012, 80.)

Myös tukiohjelmatyypillä on merkitystä sähkömarkkinoihin. Jos tuottajalle taataan jokin takuu- tai tavoitehintaa, vähentää se tällaisten tuottajien tarvetta reagoida markkinoiden hintasignaaleihin. Mitä enemmän tällaista tuotantoa on markkinoilla, sitä heikommin markkinamekanismit toimivat. (Työ- ja elinkeinoministeriö 2016b, 68-69.)

## 4.4 Energiahankkeiden kannattavuus ja rahoitus

### *Tuotot*

Energiasektorin yritykset myyvät pääsääntöisesti sähköä, lämpöä tai polttoaineita. Lisäksi sivutuloloja voivat tuoda prosessin sivutuotteena syntyvät jakeet tai tuotteet. Sähkö myydään joko edellä kuvatuilla spot-markkinoilla tai kahdenvälisesti suoraan asiakkaalle.

Lisäksi sähkönhinta voi perustua niin sanottuun Mankala-hinnoitteluun, jossa omistajat saavat omistussuosuksien mukaisesti sähköä laitoksen omakustannehintaan perustuen.

Yhdistetyn sähkön- ja lämmöntuotannon laitoksissa tuotettava lämpö tai höyry myydään joko teollisuuteen tai kotitalouksille. Yhdistetyn sähkön- ja lämmöntuotannon laitosten kannattavuuden kannalta myytävän lämmöntuotannon määrä ja hinta ovat kriittisiä. Tuotettava sähkö on eräänlainen sivutuote. Lämpö ja höyry ovat hyvin paikallisia tuotteita. Sen sijaan sähköntuotannossa kyse on laajasta markkinasta ja sähkö voidaan myydä verkon yli kenelle tahansa siirtoverkkoyhteyksien rajoissa.

Uusiutuvien energialähteiden tuotantolaitoksille maksettavat tuet maksavat joko veronmaksajat tai sähkön käyttäjät (esim. Batlle 2011, 2586). Esimerkiksi Saksassa, Tanskassa ja Itävallassa tuen kustantavat sähkönkäyttäjät tariffimaksuina. Usein osa sähkönkäyttäjistä on kuitenkin vapautettu tariffimaksusta. Esimerkiksi Saksassa energiaiintensiivinen teollisuus on lähes kokonaan vapautettu maksuista. Hollannissa tuki maksetaan valtion budjetista. (Batlle 2011, 2588.) Myös Suomessa uusiutuvan energian tuotantotuet on maksettu valtion budjetista. Batlleen (2011, 2587) mukaan julkinen tyytymättömyys on pienempää, jos syyt sille, kuka maksaa ja kuinka paljon, ovat hyvin perusteltuja. Tyytymättömyys vähentää halukkuutta tukiin ja näin myös epäsuorasti vähentää uusiutuvan energian määrää.

Tuottojen varmuudella on suuri merkitys erityisesti rahoitukseen. Kiinteähintainen syöttötariffi antaa lähes täyden varmuuden tietystä tuottotasosta. Kiinteässä premiossa sen sijaan tuottotaso voi vaihdella paljonkin. Tuottotaso voi siten olla hyvin samanlainen kahdella eri instrumentilla, mutta toisessa tuottoihin liittyvä riski huomattavasti pienempi. (Rathmann et al. 2011, 66) Jaraite ja Kazukauskas (2013) ovat tutkineet eri tukimuotojen vaikutusta yritysten tuottoihin ja toteavat, että suuremmat tuotot ovat alueilla, joissa markkinat ovat keskittyneitä. Lisäksi suurilla yrityksillä on yleensä suuremmat tuotot, kuin pienillä. (Jaraite & Kazukauskas 2013, 864.)

### ***Kustannukset***

Tässä tutkielmassa käytetään lähinnä termejä *investointikustannus* ja *tuotantokustannukset*. Investointikustannus pitää sisällään investoinnista aiheutuvat kustannukset ja pääoman kustannukset, kuten laina- tai muut korot. Tuotantokustannukset pitävät sisällään käytönaikaiset *kiinteät* ja *muuttuvat kustannukset*. Termillä *kokonaistuotantokustannus* viitataan kaikkiin oleellisiin kustannuksiin sisältäen kokonaisuudessaan investointi- ja tuotantokustannukset.

Tuotantoteknologiat eroavat merkittävästi siinä, millaisessa suhteessa investointikustannukset ja tuotantokustannukset ovat. Esimerkiksi aurinko- ja tuulivoiman investointikustannukset ovat usein hyvin suuret suhteessa kapasiteettiin tai tuotettavaan energiamäärään, mutta käytönaikaiset kustannukset ovat merkittävästi polttoon ja raaka-aineisiin perustuvia tuotantoteknologioita alhaisempia.

Jotta tuotantoteknologioiden edullisuutta ja kannattavuutta voidaan vertailla keskenään, tulee ne yhteismitallistaa. Vakiintunut menetelmä tähän on *'tasoitettujen energiakustannusten'* -menetelmä (*levelized costs of energy, LCOE*) (esim. Joskow 2011, 239; Borenstein 2012, 70; Timmons et. al. 2014, 17). Tasoitettu energiakustannus on keskimääräinen energiantuotantokustannus tuotantolaitoksen elinkaaren ajalta.

Tasoitettu energiakustannus koostuu investointi- ja tuotantokustannuksista. Investointikustannus pitää sisällään maa-alueeseen ja rakentamiseen liittyvät kustannukset, suunnittelukustannukset sekä varsinaiset laitehankinnoista aiheutuvat kustannukset. Suunnittelukustannukset pitävät sisällään myös lupamenettelyihin liittyvät kustannukset ja vastaavat muut investointia edeltävät kustannukset. Varsinaiset pääomakustannukset ovat investointikustannus kerrottuna esimerkiksi painotetulla pääoman kertoimella ( $WACC^5$ ). Korkokerroin riippuu siitä, kuinka suuri on vieraan ja oman pääoman suhde, mikä on hankkeen riskitaso ja mikä on yleinen markkinatilanne. (esim. Held et al. 2013, 4-5.)

Tuotantokustannukset sisältävät tuotannon aikaiset kustannukset. Tällaisia kustannuksia ovat polttoainekustannukset, huolto- ja käyttökustannukset, työllisyyskustannukset, palvelukustannukset, vakuutukset ja muut vastaavat kustannukset. Tuotantokustannuksiin sisältyy kiinteitä sekä muuttuvia kustannuksia. Muuttuvat kustannukset riippuvat tuotannon määrästä. Kiinteät kustannukset sen sijaan maksetaan sellaisenaan riippumatta tuotannon määrästä. (esim. VTT 2004, 180; Held et al. 2013, 5; Schröder et al. 2013, 2). Alla olevassa taulukossa 1 on yhteenveto energiahankkeiden kustannuksista.

Taulukko 1. Hankekustannukset (mukailtu ks. esim. Held et al. 2013, 4-5.)

<b>Investointikustannukset</b>	<b>Tuotantokustannukset</b>
Kone- ja laitekustannukset	Käyttö- ja huoltokustannukset
Rakennuksiin liittyvät kustannukset	Polttoainekustannukset
Maan hankintakustannus	Vakuutukset
Rakentamiskustannukset	Henkilöstökustannukset
Suunnittelukustannukset	Tasehallintakustannukset
Luvat	
Lainoihin liittyvät korkokustannukset	

Yksinkertaisimmillaan tasoitetut energiakustannukset voidaan kuvata alla olevalla yksinkertaistetulla kaavalla (1) sekä monimutkaisemmin (2) (Mukaillen Khatib 2016, 28.):

<sup>5</sup> Ks. s. 60.

$$(1) \quad LCOE = \frac{\text{Kaikki kustannukset}}{\text{Kokonaistuotantomäärä}}$$

$$(2) \quad LCOE = \frac{\sum [(I_t + O\&M_t + F_t + E_t) * (1+r)^t]}{\sum MWh(1+r)^t}$$

*Jossa:*

*I = Investointikustannus (annuiteetti)*

*O&M = Käyttö- ja huoltokustannukset*

*F = Polttoainekustannukset*

*E = Päästöoikeuskustannukset*

*(1+r) = Diskonttokorko*

*MWh = Energiantuotantomäärä*

*t = Vuosi*

Vertailemalla tasoitettuja energiakustannuksia, voidaan arvioida eri tuotantoteknologioiden kannattavuutta keskenään. Lisäksi tasoitettuja energiakustannuksia vertaamalla sähkön markkinahintaan voidaan arvioida, onko hanke kannattava vallitsevalla tai tulevalla sähkön markkinahinnalla. Tasoitettuja energiakustannuksia käytetään yleisesti syöttötariffijärjestelmien tukitasojen määrittämisessä (Siddons et al. 2015, 225).

Joskowin (2011) mukaan tasoitettu energiakustannus ei kuitenkaan ole paras tapa vertailla eri tuotantomuotojen kustannuksia. Kyseinen menetelmä ei ota huomioon sitä, että sähkön tukkuhinta vaihtelee merkittävästi vuoden sisällä ja tunneittain. Tuotantolaitokset, jotka pystyvät sopeuttamaan tuotantoaan sähkön hinnan mukaan, voivat saada merkittävästi paremman tuoton samalla tuotantomäärällä vuodessa. (Joskow 2011, 239). Lisäksi tasoitettujen energiakustannusten mallia on kritisoitu siitä, että se ei sisällä systeemikustannuksia. Laskelmat eivät ota huomioon tuotannon vaihtelevaa luonnetta, joka voi johtaa tarpeeseen investoida infrastruktuuriin, kuten siirtoverkkoihin. Osittain kyse on jopa eri tuotteista, kun puhutaan perustuotannosta tai vaihtelevasta tuotannosta. (Khatib 2016, 230; Schröder et al. 2013, 1.)

Tasoitettujen energiakustannukset eivät myöskään sisällä yhteiskunnan kannalta kaikkia oleellisia tekijöitä. Tarkastelu jättää ulkopuolelle esimerkiksi päästövähennysten hinnan ja teknologian tulevaisuuden potentiaalin (Gross et al. 2010, 797) sekä energian toimitusvarmuuden, osaamisen kehittymisen ja uudet työpaikat (Borenstein 2012, 81-84). Tarkastelu ei myöskään sisällä kaikkia sosiaalisia kustannuksia (esim. melu) tai transaktiokustannuksia (esim. valtiolle aiheutuvat kustannukset) (Schröder et al. 2013, 2).

Siten ainoastaan tasoitettujen energiakustannusten vertailu teknologianeutraalisti ja arviointi tämän perusteella ei välttämättä tuo optimaalista tulosta yhteiskunnan kannalta. Se tarjoaa kuitenkin hyvän välineen arvioida, kuinka paljon tukea eri teknologiat tarvitsevat. (Gross et al. 2010, 797.)

## Rahoitus

Rahoituskustannukset ovat merkittävä osa energiainvestointien kokonaiskustannuksista. Erityisesti uusiutuvan energian investoinneissa investointikustannukset ja siten myös rahoituskustannukset muodostavat suurimman osan kokonaiskustannuksista. Prosenttiyksikönkin muutoksella rahoituskustannuksissa on merkittävä vaikutus kokonaiskustannuksiin ja siten hankkeiden kannattavuuteen. Rahoituskustannusten osuus voi erityisesti tuulivoima- ja aurinkosähköinvestoinneissa olla 20-50 % tai jopa enemmän kokonaiskustannuksista (Rathmann et al. 2011, 45).

Hankkeiden rahoitus voidaan jakaa omaan pääomaan, vieraaseen pääomaan (esim. Rathmann et al. 2011, 10) sekä tukiin. Oma pääoma pitää sisällään esimerkiksi yrityksen oman tulorahoituksen sekä pääomaehtoiset lainat tai omistajien muun rahoituksen. Vieras pääoma sisältää lainarahoituksen eli tyypillisesti pankkilainoja. (esim. Rathmann et al. 2011, 10). Tuet voivat pitää sisällään joko investointiin kohdistuvan investointituen tai tuotantoon liittyvät tuotantotuet (Ecofys et al. 2011, 99).

Oman ja vieraan pääoman suhde on perustavanlaatuinen tekijä investointien kannattavuudelle. Yritykset pyrkivät yleensä maksimoimaan vieraan pääoman osuuden, sillä sen korkokustannus on alhaisempi. Se, kuinka paljon yritys voi saada vieraan pääoman ehtoista rahoitusta, riippuu pitkälti siitä, kuinka suureksi investoinnin riskit arvioidaan. Tämä vaikuttaa myös vieraan pääoman korkoon. Vieras pääoma maksetaan ennen omaa pääomaa ja se maksetaan lainasuunnitelman mukaisesti. Oma pääoma maksetaan voitosta ja yrityksen voitonmaksukyvyn mukaan. (Gross et al. 2010, 800.)

Diacore (2016) -selvityksessä arvioitiin lainarahan ja oman pääoman suhdetta tuulivoimahankkeissa. Rahoituksen kannalta edullisimpia maita tässä vertailussa olivat Saksa, Ranska, Tanska ja Belgia, joissa vieraan ja oman pääoman suhde oli 80/20. Myös Suomessa oli korkea lainan ja oman pääoman suhde (75/25). (Diacore 2016, 42.) Saman selvityksen mukaan alhaisimmat lainakorot olivat Saksassa (1,8-3,2 %). Suomessa lainakorot tuulivoimahankkeille olivat selvityksen 3-5 %, mikä on yksi EU-alueen alhaisimmista. (Diacore 2016, 43.) Oman pääoman ehtoisessa rahoituksessa Suomi sijoittuu keskivaiheille 12-15 %:n korkotasolla. Alhaisimmat oman pääoman korot ovat Saksassa (6-9 %). (Diacore 2016, 44.)

Energiainvestoinnit rahoitetaan tyypillisesti projektirahoituksena, jolloin myös rahoituksen kannalta riskit ovat tarkalleen kyseisen investoinnin riskit (Gross et al. 2010, 800). Tällaisessa tapauksessa oman pääoman sijoittajat esimerkiksi ostavat osakkeita projektista tai projektiyhtiöstä. Lainarahoittajat rahoittavat hanketta perustuen sen tuleviin kassavirtoihin. Tällöin lainoituspäätökset eivät perustu niinkään yrityksen luottoluokitukseen, kuten normaalisti. (Pollio 1998, 687; Rathmann et al. 2011, 10.)



Projektirahoituksen vieraassa pääomassa merkittävää on se, kuinka varmoja tulevaisuuden tulot ja menot ovat. Mitä pienempi volatilitteetti eli vaihtelu, sitä paremmin rahoitusta on saatavilla ja paremmilla ehdoilla. Volatilitteettia voidaan pienentää erilaisilla kiinteillä sopimuksilla, kuten pitkällä käyttö- ja huoltosopimuksilla ja vakuutuksilla. Rakennusvaiheessa erityisesti pienet toimijat voivat turvautua niin sanottuihin EPC-sopimuksiin (engineering, procurement, construction), joissa rakentaminen ja siihen liittyvät riskit ulkoistetaan kokonaisuudessaan toiselle osapuolelle. (Liebreich & Young 2005.)

Projektirahoituksessa pyritään yleensä vivuttamaan mahdollisimman pienellä omalla pääomalla mahdollisimman paljon lainarahaa. Tyypillisesti noin 70-80 %. Ulkopuolisen rahoittajan kannalta on etua siinä, että osa hankkeen rahoituksesta tulee hankakehittäjiltä itseltään ja siten myös heidän tulot ovat riippuvaisia hankkeen menestymisestä. (Pollio 1998, 688-689.)

Toinen vaihtoehto on yritysrahoitus, jolloin yritys rahoittaa hankkeen itse, joko edellisten tilikausien voitoilla tai erillisen rahoitusyksikön kautta, joka hyödyntää myös pankkilainoja hankkeen rahoittamisessa. Suurin ero projektirahoituksen ja yritysrahoituksen välillä on, että projektirahoitus keskittyy hankkeen kassavirtojen analysointiin, kun yritysrahoituksessa keskitytään yrityksen luottoluokitukseen ja lainanmaksukykyyn. Yritykset, joilla on hyvä luottoluokitus, pyrkivät rahoittamaan hankkeitaan ulkopuolisella lainarahoituksella, sillä näiden yritysten lainakustannukset ovat alhaisia. (Rathmann et al. 2011, 10-11; Gross et al. 2010, 800.)

Yritysrahoitus on yleensä yksinkertaisempi, nopeampi ja lainoitusehdot parempia. Projektirahoituksessa on kuitenkin muita hyötyjä. Rahoituksen lainaosuus on yleensä suurempi, minkä takia oman pääoman määrän tarve on pienempi. Siten pienemmällä omalla pääomalla voidaan saada parempia tuottoja sijoitetulle omalle pääomalle. Projektirahoitus mahdollistaa myös helpommin useamman osapuolen osallistumisen hankkeeseen. (Rathmann et al. 2011, 11.)

Erityisesti hajautetussa pientuotannossa myös osuuskuntiin tai joukkorahoitukseen liittyvät rahoitusmuodot ovat lisääntyneet. Tällainen on ollut tyypillistä esimerkiksi Saksassa. Pienissä hankkeissa on hankala saavuttaa sellaista tuottotasoa, joka houkuttelisi institutionaalisia sijoittajia. Suuret energiayhtiöt eivät myöskään ole välttämättä kiinnostuneita hankkeista, jotka saattavat alentaa sähkön hintaa ja vähentää olemassa olevien laitosten ajotunteja. Erityisesti aurinkosähkövoimalat ovat yksinkertaisia asentaa ja vaativat vain vähän huoltoa ja käytönaikaista henkilökuntaa. Siten ne eivät vaadi suuren yrityksen resursseja. (Yildiz 2014, 678-680.)

Kuten edellä todettiin, rahoitukseen liittyvät kustannukset, erityisesti korot, muodostavat merkittävän osan investointikustannuksista. Korkeat on pääoman

vaihtoehtoiskustannus. Eri teknologioihin liittyy erilainen riskitaso, mikä vaikuttaa koron suuruuteen. (Khatib 2016, 230-231.)

Riskit nostavat hankkeiden kustannuksia kolmella tavalla. Ensinnäkin ne nostavat rahoituskustannuksia, sillä erityisesti ulkopuoliset rahoittajat arvottavat riskin. Toiseksi riskien arviointi itsessään nostaa kustannuksia (esim. due dilligence selvitykset). Kolmanneksi riskejä pyritään siirtämään ja kattamaan erilaisilla vakuutuksilla ja sopimuksilla, joista aiheutuu kustannuksia. (Rathmann et al. 2011, 17; Ecofys et al. 2011, 116.) Riskien siirtäminen tuottajille nostaa kustannuksia ja toisaalta riskien kantaminen valtion toimesta pienentää tukitarvetta. (Held et al. 2013, 72.)

Diacore (2016) tutkimuksessa on yhdistelty uusiutuvan energian sektorin riskejä aikaisemmista selvityksistä. Selvityksessä luetellaan seuraavat riskit:

- maariski,
- sosiaaliseen hyväksyttävyyteen liittyvät riskit
- hallinnolliset riskit
- rahoitukseen liittyvät riskit
- tekniikkaan ja osaamiseen liittyvät riskit
- verkkoyhteyden liittyvät riskit

Maariski pitää sisällään maan yleisen investointi-ilmapiiirin, poliittisen vakauden, taloudellisen kehitysasteen, oikeusjärjestelmän sekä valuuttakursseihin liittyvät riskit. (Diacore 2016, 20.) Tuilla ja erityisesti tukiohjelmien vakaudella on iso merkitys rahoitukseen. Monet rahoittajat kertovat suurimmaksi esteeksi rahoitukselle epävarmuuden. (Ecofys et al. 2011, 120.) Itse ohjauskeinojen pysyvyyden lisäksi tärkeää on hallituksen sitoutumisen aste. Kysymys on enemmän siitä, miten vakaus ja hallituksen sitoutuminen koetaan kuin mitä se todella on (Rathmann et al. 2011, 50). Vakavimpina politiikkamuutoksina pidetään sellaisia, jotka vaikuttavat negatiivisesti jo tehtyihin investointipäätöksiin. Esimerkiksi Espanjassa ja Tšokeissa tukimäärää on alennettu jo toiminnassa olevilta aurinkovoimaloilta. Tällaiset saattavat johtaa myös omaisuuden suojaan liittyviin oikeusprosesseihin. (Rathmann et al. 2011, 51.) Ecofys et. al. (2011) mukaan ennustettavuus ja vakaus voivat alentaa kokonaiskustannuksia 10-30 %:lla verrattuna tukiohjelmiin, jossa riskienhallintaan ei ole kiinnitetty huomiota. (Ecofys et al. 2011, 125.)

Valituilla ohjauskeinoilla on myös merkitystä riskitasoon. Näitä on käsitelty tarkemmin aikaisemmin tässä työssä. Esimerkiksi sertifikaattijärjestelmissä lainarahoituksen ehtona yritykset saattavat joutua myymään sertifikaatit etukäteen kolmannelle osapuolelle, joka kattaa sertifikaattien hintoihin liittyvää riskiä. (Rathmann et al. 2011, 13) Myös sillä, miten tuki rahoitetaan, on merkitystä riskin suuruuteen. Suoraan valtion talousarviosta rahoitettavia tukia pidetään epävarmempina. Talousarviot hyväksytään vuosittain ja uusilla hallituksilla on usein tarve leikata valtion menoja.

Lisäksi erityisesti taloudellisessa taantumassa tukiin liittyvät menot ovat erityistarkastelun alla. (Rathmann et al. 2011, 61.)

Myös valtion osallistuminen hankkeisiin muulla kuin tuella on mahdollista. Tällainen on ollut tyypillistä esimerkiksi öljy- ja kaasualalla, joissa valtiot ovat osallistuneet raaka-aineiden etsintään, kehitykseen ja tuotantoon. Myös merituulivoimahankkeissa valtioilla on ollut normaalia suurempi rooli esimerkiksi Isossa-Britanniassa ja Tanskassa. Valtion osallistuminen hankkeisiin tyypillisesti vähentää hankkeiden riskiä ja parantaa siten rahoitusehtoja, kuten vieraan pääoman korkoja. Lisäksi valtion varojen käyttö voi olla näin tehokkaampaa, koska vastikkeettoman tuen sijasta valtio saa osan yrityksen omistuksesta, jonka voi myydä myöhemmin hankkeen onnistuessa tai muita taloudellisia hyötyjä. (Rathmann et al. 2011, 62.) Myös yleisellä taloustilanteella on suuri merkitys rahoitukseen. Rathmann et al. (2011, 26) mukaan talouskriisin jälkeen vaatimus oman pääoman määrästä sekä riskipreemiot kasvoivat. Myös riskien merkitys kasvoi.

Sosiaalisen hyväksyttävyyden riskit liittyvät erityisesti niin sanottuun NIMBY-ilmiöön (*not-in-my-backyard*) ja siihen, hyötyykö paikallinen yhteisö hankkeesta. Lisäksi sosiaaliseen hyväksyttävyyteen vaikuttaa tukiohjelman kustannukset. Jos hankkeiden takia joko sähkön hinta tai verot kasvavat, hankkeita vastustetaan tyypillisesti enemmän. (Diacore 2016, 21.)

Hallinnolliset riskit liittyvät lupamenettelyihin ja vastaaviin viranomaismenettelyihin. Lupamenettelyiden kesto vaihtelee merkittävästi ja pitkittyneet käsittelyt hidastavat hankekehitystä. (Diacore 2016, 21.) Erityyppisten hankkeiden suunnitteluvaihe on hyvin erilainen. Esimerkiksi tuulivoimahankkeet vaativat melko pitkän suunnitteluajan ja usein herättävät vähintäänkin paikallista kiinnostusta. Aurinkopaneelihankkeet sen sijaan pystytään usein viemään huomattavasti nopeammin läpi ja niihin liittyvät lupaprosessit ovat yksinkertaisempia. (Ecofys et al. 2011, 117.) Biomassaan liittyvät hankkeet taas sijaitsevat usein kauempana asutuksesta ja saattavat siksi olla luvituksen kannalta hankekehittäjille helpompia. Toisaalta biomassahankkeisiin liittyy tarve hankkia raaka-ainesopimuksia riittävästi jo hankkeen alkuvaiheessa. (Ecofys et al. 2011, 117.)

Rahoitukseen liittyy useita riskejä, mutta erityisesti oman pääoman kasaaminen saattaa osoittautua hankalaksi. Tämä voi johtua kehittymättömistä rahoitusmarkkinoista tai huonosta taloudellisesta tilanteesta. (Diacore 2016, 21.) Yksi haasteista on saavuttaa riittävä oma pääoma suhteessa vieraaseen pääomaan. Lisäksi useat oman pääoman ehtoiset rahoittajat tavoittelevat lähinnä lyhytaikaisia, noin 4-5 vuoden, sijoituksia. (Ecofys et al. 2011, 126.)

Tekniikan ja osaamisen riskit liittyvät riittävän osaamisen ja kokemuksen saatavuuteen sekä tekniikan toimivuuteen. Tekniset riskit sisältävät myös käytönaikaiseen operointiin ja huoltoon liittyvät vaikeudet sekä paikalliseen infrastruktuuriin liittyvät rajoitteet. (Diacore 2016, 21.) Eri teknologioihin liittyy hyvin erilaisia riskejä. Esimerkiksi ydinvoimaan liittyy erityisesti investointiriski suuresta alkupääomatarpeesta johtuen.

Kivihiililaitos sen sijaan sisältää pitkäaikaisen riskin esimerkiksi hiilidioksidin tulevaisuuden hinnoittelusta. (Khatib 2016, 231.)

Verkkoon pääsyn riskit liittyvät esimerkiksi kytkemisvaatimuksiin ja -sääntöihin. Riskiä lisää epäoptimaalinen verkon operointi ja siihen liittyvät osaamisen puutteet sekä mahdolliset juridiset ongelmat verkon ja laitoksen omistuksesta. (Diacore 2016, 21.)

Diacore-selvityksen (2016) puitteissa tehdyssä kyselytutkimuksessa selvisi, että suurimpana yksittäisenä riskinä EU-alueella pidetään tukiohjelmiin ja muihin politiikkatoimiin liittyviä riskejä. Teknisiä riskejä pidettiin pienimpinä. (Diacore 2016, 29.) Suomessa suurimpana riskinä pidettiin hallinnollisia eli viranomaismenettelyihin liittyviä riskejä (Diacore 2016, 31).

Vaaditun tuottoasteen selvittämisessä voidaan käyttää WACC-menetelmää (*weighted average cost of capital*) eli painotettua pääoman kustannusmenetelmää. Menetelmässä lasketaan koko pääomalle odotettu tuotto. (esim. Ecofys et al. 2011, 82; Gross et al. 2010, 800.) WACC-kaava on kuvattu alla ensin yksinkertaistuksena (3) ja sitten avattuna (4) (Ecofys et al. 2011, 82.):

$$(3) \quad WACC^{pre\ tax} = g_d * r_d + g_e * r_e$$

Jossa:

$g_d$  = Vieraan pääoman osuus (%)

$g_e$  = Oman pääoman osuus (%)

$r_d$  = Vieraan pääoman korko (%)

$r_e$  = Oman pääoman korko (%)

$$(4) \quad WACC^{pre\ tax} = g_d * [r_{fd} + r_{pd}] + g_e * \frac{[r_{fe} + \beta * r_{pe}]}{(1 - r_t)}$$

Jossa:

$r_{fd}$  = Riskivapaa korko, vieras pääoma

$r_{pd}$  = Riskipreemio, vieras pääoma

$r_{fe}$  = Riskivapaa korko, oma pääoma

$r_{pe}$  = Riskipreemio, oma pääoma

$\beta$  = Oman pääoman beta

$r_t$  = Yritysveroaste

Riskivapaana korkona käytetään tyypillisesti pitkäaikaisia valtion obligaatioita. Suomessa korkotasot ovat olleet erittäin alhaalla. Tämä johtuu osittain hyvin alhaisista riskivapaista koroista. Suomen valtion 10 vuoden obligaatioiden korko on vuonna 2016 ollut 0,36 % ja vuonna 2015 0,73 %. (Suomen Pankki 2016). Riskipreemio riippuu edellä kuvattujen riskien suuruudesta. Diacore selvityksen (2016) mukaan alhaisimmat korot ja

siten myös alhaisimmat riskit ovat Saksassa (3,5-4,5 %) ja korkeimmat Itä-Euroopassa (11-12 %). Suomi sijoittuu vertailussa siten melko alhaisen riskin maaksi. (Diacore 2016, 40.) Pöyry (2016) on laskenut esimerkinomaisesti korkojen vaikutusta hankkeen tasoitettuihin energiakustannuksiin. Esimerkkilaskelmassa yhden prosenttiyksikön nousu keskimääräisessä korossa tarkoittaa yli viiden euron nousua tasoitetuissa energiakustannuksissa. (Pöyry 2016, 92.)

Uusiutuvan energian investointien lisääntyttä merkittävästi muun muassa teknologian kehittymisen seurauksena, myös saatavilla olevan rahoituksen määrä on merkittävästi lisääntynyt. Tämä on lisännyt kilpailua ja alentanut tuottovaatimuksia. (Liebreich & Young 2005.)

### **Investointipäätös**

Investointipäätös tehdään taloudellisuuskaskelmien perusteella. Taloudellinen kannattavuus voidaan laskea nettonykyarvomenetelmää (NPV) ja sisäistä korkokantaa (IRR) hyödyntäen (esim. Diacore 2016, 18). Nettonykyarvon ollessa positiivinen ja sisäisen korkokannan ylittäessä diskonttokoron, hankkeet ovat kannattavia (Diacore 2016, 18). Riskin ja tuoton välillä on tiivis yhteys. Mitä suurempi riski, sitä suurempi tuottovaatimus hankkeella on (esim. Diacore 2016, 18-19). Lisäksi, kuten aikaisemmin on todettu, energiasektorilla vertaillaan usein tasoitettua energiakustannusta sähkön markkinahintaan. Jos kokonaistuotantokustannukset ovat alhaisemmat kuin sähkön odotettu markkinahinta, niin investointi on kannattava.

Yksittäisten investointien kannattavuus tiettyjen yksittäisten kriteerien perusteella ei kuitenkaan ole ainut syy tehdä investointeja. Muita syitä voivat olla esimerkiksi tarve tasapainottaa omaa energiantuotantoportfoliota ja vähentää siten riskiä, halu vallata uusia markkinoita tai parantaa markkina-asemaa, säätelyn tai uusien tukitoimenpiteiden ennakoiminen tai tavoite lisätä osaamista investoinnin seurauksena. (Gross et al. 2010, 796.)

## 5 TULOKSET JA HERKKYYSTARKASTELU

Työn tarkoituksena on ollut pyrkiä arvioimaan tarjouskilpailuun liittyvien valintojen vaikutuksia erityisesti valtion kannalta. Tätä tavoitetta varten on rakennettu simulaatiomalli, jolla erilaisia valintoja on kokeiltu. Päävalintoina on tutkittu tarjoushintaan perustuvan ja selvityshintaan perustuvan järjestelmän eroja sekä vertailtu tavoitehintajärjestelmää ja kiinteän preemion järjestelmää. Lisäksi simulaatiomallilla on kokeiltu muita teoriaosiossa kuvattuja asioita. Näitä ovat eräänlainen liukuvan kategorian järjestelmä, markkinavoiman vaikutus sekä suurten hinnannousujen estäminen. Itse tukijärjestelmä on pyritty rakentamaan mahdollisimman yksinkertaiseksi teorialuvussa kuvattujen hyötyjen takia.

### 5.1 Menetelmä

#### Simulaatiomalli

Simulaatiomalli ei perustu todellisiin hankkeisiin. Tulosten havainnollistamisen takia hankkeet ja niiden kustannusrakenteet perustuvat eri tuotantoteknologioihin. Lisäksi yhtä myöhemmin esiteltävää herkkyystarkastelua varten hankkeita pitää luokitella eri ryhmiin.

Osa uusiutuvan energian tuotantomuodoista on rajattu tarkastelun ulkopuolelle. Olennaisena rajauksena on biomassaan tai muihin polttoaineisiin perustuvan sähköntuotannon rajaaminen mallin ulkopuolelle. Raaka-aineisiin ja polttoon perustuvien laitosten tuotanto- ja ansaintalogiikka ovat erilaisia kuin muilla uusiutuvilla tuotantomuodoilla. Siinä, missä esimerkiksi tuulivoima ja aurinkosähkö hyödyntävät energialähteenä käytännössä rajatonta resurssia, polttoaineita käyttävät laitokset ostavat raaka-aineensa muilta markkinoilta. Tällaiset laitokset tuottavat usein myös lämpöä, jolloin ne saavat tuloa myös lämpösektorilta. Tämän huomioiminen sähkön tuotantotuessa on hankalaa ja monimutkaistaisi mallia. Lisäksi tukimäärän noustessa korkealle, on vaarana, että muut raaka-ainemarkkinat vääristyvät. Esimerkiksi alueella, jossa on pelkkää lämpöä tuottavia laitoksia ja yksi sähköntuotannostaan tukea saava laitos, voi tilanne raaka-ainemarkkinoilla vääristyä. Vaarana on myös se, että laitoksen maksukyky biomassasta kasvaa siten, että se ylittää muun teollisuuden maksukyvyn, jolloin muihin tarkoituksiin jalostettavaa biomassaa ohjautuu energiakäyttöön. Näiden lisäksi on huomioitava, että niin sanottuja monipolttoainelaitoksia on Suomessa suuri määrä ja näiden polttoainevalintoihin voidaan vaikuttaa todennäköisesti huomattavasti tehokkaammin polttoainekäyttöä tukemalla (ks. metsähakkeen tuotantotuki<sup>6</sup>).

Myös suuren kokoluokan vesivoima on rajattu mallin ulkopuolelle. Suurin osa Suomen vesivoimapotentialista on jo valjastettu energiakäyttöön (VTT 2004, 127) ja

<sup>6</sup> Työ- ja elinkeinoministeriö 2016b, 27-28

yksittäiset suuremmat kohteet vaatisivat muutoksia nykyiseen lainsäädäntöön niiden suurista ympäristövaikutuksista johtuen. Lisäksi suurten vesivoimalaitosten tukitarve on hankala laskea, kun vertailukelpoista kustannustietoa on hyvin vähän.

Malliin on muutoin valittu yleisimmät uusiutuvan energian tuotantomuodot eli maatuulivoima, merituulivoima, aurinkovoima ja pienvesivoima. Malliin on lisätty yksi kategoria, joka sisältää muut uusiutuvan energian tuotantomuodot. Tämä kategoria pitää sisällään mahdollisesti nopeasti kehittyvät uudet teknologiat ja toisaalta mahdollistaa mallissa yllätyksellisten hankkeiden tarjoukset. Edellä kuvattuja rajoitteita lukuun ottamatta, kyse on teknologianeutraalista tukiohjelmasta.

Excel-malli on rakennettu siten, että se sisältää yhteensä 50 uusiutuvan energian hanketta. 20 näistä on maatuulivoimahanketta, 5 merituulivoimahanketta, 10 aurinkosähköhanketta, 5 pienvesivoimahanketta ja 5 muuta hanketta. Jokaiselle hankekategorialle on asetettu vaihteluväliarvot, joista excel valitsee satunnaismuuttujafunktiolla arvot taulukkoon. Näiden arvojen perusteella lasketaan tasoitettu energiakustannus (LCOE) luvussa 4 kuvatulla tavalla. Koska aihe on rajattu koskemaan ainoastaan sellaisia tuotantoteknologioita, joihin ei liity polttoainekustannuksia, on polttoainekustannukset poistettu kaavasta. Myös päästöoikeuskustannukset vähennetty kaavasta, sillä oletuksena on, että laitokset tuottavat energiaa ainoastaan uusiutuvista energialähteistä. Tasoitettun energiakustannuksen perusteella voidaan laskea tukitarve hankkeittain.

Vaihteluväleiksi valitut kustannusarvot perustuvat useisiin selvityksiin ja näitä on sovellettu ottaen huomioon Suomen olosuhteet. Merkittäviä eroja kansainvälisiin arvoihin aiheuttaa muun muassa erilainen tuulisuus, tuulivoimaloiden koko, auringon säteily määrä, työvoimakustannukset ja rahoituskorot. Kansainväliset selvitykset poikkeavat keskenään osittain merkittävästikin toisistaan. Kustannukset tehoa (MW) kohtaan ovat melko yhteneviä, mutta tuotantoa (MWh) kohtaan laskettuna erot ovat suuria. Osa tästä selittyy sillä, että tuotantomäärät erityisesti tuuli- ja aurinkovoimahankkeissa vaihtelevat alueellisesti merkittävästi. Lisäksi selvityksissä esitetyt arvot perustuvat pitkälti toteutuneisiin hintoihin ja eivät siten kuvaa täysin nykytilannetta tai tulevaisuuden kustannustasoja.

Oletusarvoilla on pyritty kuvaamaan realistista tilannetta, mutta sen tarkoituksena ei ole kuvata tarkasti Suomessa järjestettävää tarjouskilpailua tai ennakoida tulevia tukitasoja. Tällaisella mallilla voidaan kuvata eri mallien eroja toisiinsa sekä kuvata kokoluokkia. Oletusarvoissa on hyödynnetty liitteessä 1 kuvattuja lähteitä.

Oletuksena on, että yrityksen on saatava hankkeen elinkaaren ajalta keskimäärin tulotaso tuotettua megawattituntia kohden, joka vastaa keskimääräistä yksikkökustannusta. Siten, jos sähkön markkinahinta ei ole riittävä hankkeelle, tulee sen tukivuosina saada riittävästi tukea, jotta se kattaa myös tuotantotuen jälkeiset vuodet,

jolloin tulotaso on alhaisempi. Oletuksena on myös, että investointikustannukset kohdistuvat kokonaisuudessaan vuoteen 0 ja esimerkiksi rakennusajasta johtuvia kustannuksia ei ole erikseen huomioitu. Investointikustannus on jaettu annuiteettimenetelmällä vuosittaiseksi kustannukseksi ja edelleen kiinteäksi €/MWh-perusteiseksi kustannukseksi. Se pitää sisällään korkokustannuksen luvussa 4 kuvatulla tavalla. Käytönaikaisia kustannuksia tai tuloja ei ole diskontattu tulevaisuuden rahavirroilta. Tarkoituksena on ollut pitää malli riittävän yksinkertaisena. Tarkasteltavien asioiden kannalta tällä ei ole suurta merkitystä, mutta reaalihinnoilla laskettaessa tarjoukset ja tukimäärät muuttuisivat hieman. Mallissa oletetaan sähkön myytävän markkinoille, eikä esimerkiksi kahdenvälisillä sopimuksilla tai Mankala-mallilla. Tulot muodostuvat siten aina sähkön markkinahinnasta ja tuesta.

Tulokset on kopioitu toiseen taulukkoon arvoina, jonka jälkeen hankkeet on asetettu järjestykseen tukitarpeen mukaan. Tässä taulukossa on tehty myös myöhemmin kuvattavat herkkyyssanalyysit.

Lähtökohdaksi otetaan, että tarjouskilpailussa myönnettäisiin tukea 2 terawattitunnin (TWh) määrälle uusiutuvaa sähköä kansallisen energia- ja ilmastostrategian mukaisesti (Työ- ja elinkeinoministeriö 2017). Viimeinen hyväksyttävä tarjous olisi viimeinen hanke, joka kokonaisuudessaan jää vielä alle 2 TWh:n kumulatiivisen tavoitteen. Tukea maksetaan 12 vuotta, kuten nykyisessä tuotantotukijärjestelmässä.

### Teoreettinen viitekehys

Kyse mallissa on usean homogeenisen tuotteen (multi-unit) tarjouskilpailusta. Tarjoajat ovat mallissa riskineutraaleja. Kunkin toimijan kustannustaso ja tarjous määräytyvät excel-mallin perusteella. Kyse on siis totuudenmukaisista (truthful) kustannusperusteisista tarjouksista<sup>7</sup>. Toimijat ovat itsenäisiä eli tarjoukset eivät riipu toisistaan ja tarjousten välillä vallitsee symmetria. Lisäksi oletetaan, että kukin tarjoaa yksittäisten hankkeiden perusteella<sup>8</sup>, eikä tarjouksen tekeminen aiheuta lisäkustannuksia. Malliksi on valittu suljettu tarjouskilpailu Mallissa tarjouksia tehdään enemmän kuin voidaan hyväksyä. Yrityksen normaali voitontavoittelufunktio on kuvattu alla olevassa kaavassa (1).

$$(1) \quad \pi = pq - c(q)$$

*Jossa:*

$\pi$  = yrityksen voitto

$p$  = sähkön markkinahinta (€/MWh)

$q$  = tuotettava sähkön määrä (MWh)

$c(q)$  = tuotantokustannus tuotantomäärän funktiona

<sup>7</sup> Pois lukien herkkyystarkastelu, jossa parhaisiin tarjouksiin lisätään eräänlainen premio.

<sup>8</sup> Pois lukien herkkyystarkastelu, jossa tarkastellaan useamman tarjouksen optimointia



Oletuksen uusiutuvan energian tarjouskilpailussa on, että ilman tukea  $\pi < 0$  eli tulot eivät kata kustannuksia. Siten yrityksen kannattaa toteuttaa hanke ainoastaan, jos  $\pi \geq 0$ . Koska tässä tapauksessa kustannukset pitävät sisällään myös pääomalle tarvittavan tuoton, riittää yritykselle tilanne, jossa  $\pi = 0$ . Kaavaan lisätään vakio  $s$ , joka on hankkeelle maksettava tuki.

$$(2) \quad \pi = (p + s)q - c(q)$$

*Jossa:*

$s = \text{tuki (€/MWh)}$

Nyt yritys toteuttaa hankkeen, jos  $(p+s)q \geq c(q)$ . Tästä voidaan johtaa myös tarjous  $(b)$ , joka riippuu siitä, onko kyse tavoitehintaan perustuvasta preemiojärjestelmästä vai kiinteästä preemiosta.

$$(3) \quad b_t = (p + s)$$

$$(4) \quad b_k = s$$

*Jossa:*

$b_t = \text{tarjous tavoitehintajärjestelmässä}$

$b_k = \text{tarjous kiinteän preemion järjestelmässä}$

Edellä olevista kaavoista voidaan ratkoa riskineutraalin toimijan totuudenmukainen tarjous jakamalla kaava puolittain  $q$ :lla.

$$(5) \quad b_t = p + s = \frac{c(q)}{q}$$

$$(6) \quad b_k = s = \frac{c(q)}{q} - p$$

Riskineutraali toimija tarjoaa tavoitehintajärjestelmässä (kaava 5) siten, että tavoitehintaa vastaa keskimääräistä tuotantokustannusta. Vastaavasti kiinteän preemion järjestelmässä riskineutraali toimija tarjoaa siten, että tuki vastaa keskimääräistä tuotantokustannusta, josta on vähennetty sähkön markkinahinta. Riskineutraali toimija tarjoaa siten samalla tavalla molemmissa järjestelmissä.

Kuten työn teoriaosiossa on kuvattu, tarjoushintaan perustuvassa järjestelmässä yrityksellä on kannustin tarjota korkeampaa kuin edellä kuvattua kustannusperusteista hintaa. Kaavaan lisätään kerroinmuuttuja  $(\emptyset)$ , joka riippuu käänteisesti tukitarpeesta. Mitä alhaisempi tukitarve, sitä suurempi kerroin.

$$(7) \quad b_t = (p + s)\emptyset > \frac{c(q)}{q}, \emptyset > 1$$

$$(8) \quad b_k = s\emptyset > \frac{c(q)}{q} - p, \emptyset > 1$$

Tarjouskilpailuun osallistujilla on jonkinlainen arvio siitä, mikä on viimeinen voittava tarjous. Siten tarjouskilpailuun osallistuvat pyrkivät asettamaan tarjouksensa oman tukitarpeen ja tämän viimeisen voittavan tarjouksen väliin. Tarjouksen ja tukitarpeen välinen erotus on informaatiovoittoa tarjouskilpailussa voittavalle. Mitä suurempi tarjous on, niin sitä alhaisempi todennäköisyys tarjouksen hyväksymiselle. Yritys voi arvioida todennäköisyyttä eri tarjoustasoilla esimerkiksi selvittämällä vireillä olevien hankkeiden kustannustasoa. Tässä tutkielmassa ei ole aiheen rajauksen vuoksi tarkasteltu tarkemmin peliteoriaa tai tarjouskilpailujen syventävää teoriaa, jonka avulla tarjouskäyttäytymistä voitaisiin arvioida vielä tarkemmin. Siten simulaatiossa ja sen tuloksissa rajoitutaan aikaisemmin kuvattuun tilanteeseen, jossa tarjoukset perustuvat hankkeiden kustannustasoihin<sup>9</sup>.

## 5.2 Tulokset

Simulaatiossa ajettiin viisi perusajoa, joihin tehtiin muutoksia erilaisten valintojen perusteella ja vertailtiin tuloksia. Oletuksena on, että jokainen tuotettu megawattitunti on tavoitteen kannalta yhtä arvokas. Siten tuloksia vertaillaan ensisijaisesti kustannustehokkuuden ja valtion kustannusten perusteella. Tukijärjestelmän onnistumisen kannalta olennainen mittari on hankkeiden toteutuminen. Tätä ei kuitenkaan voida tällä mallilla tutkia.

### Tapaus 1

*Tavoitehinta tarjousten mukaan / selvityshinnalla*

Alla olevassa taulukossa on esitetty ensimmäisen tapauksen (*Tapaus 1*) tarjoukset tavoitehinnan perusteella järjestyksessä. Taulukossa on esitetty vain voittavat tarjoukset ja tarjousten laskennassa käytetyt olennaisimmat arvot. Laajempi taulukko on sisällytetty liitteeksi<sup>10</sup>.

<sup>9</sup> Pois lukien herkkyystopaus, jossa on sovellettu edellä mainittua kerrointa

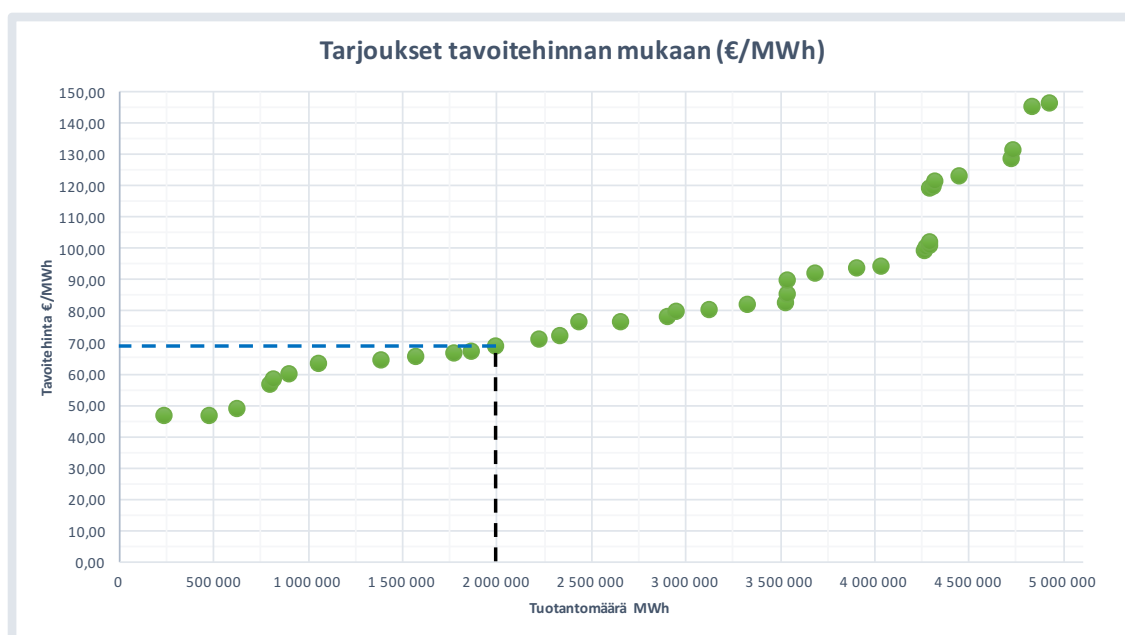
<sup>10</sup> Liitetäulukoihin on sisällytetty ne hankkeet, joiden tarjoukset jäävät 150 €/MWh alle.

Taulukko 2. Tapaus 1 – Tarjoukset tavoitehinnan mukaan

Hanke nro.	Tuotantomuoto	Teho (MW)	Tuotantomäärä (MWh/a)	Kokonaisinvestointikustannus €	WACC	Investointikustannus per MWh	Käyttö- ja huoltokustannukset	LCOE	Tavoitehinta (12v) €/MWh
20	Maatuulivoima	76	243 580	113 449 532	4,1 %	34,70	9,00	43,70	<b>46,16</b>
16	Maatuulivoima	71	238 418	99 974 532	5,0 %	33,76	10,00	43,76	<b>46,27</b>
3	Maatuulivoima	48	142 800	66 121 584	5,0 %	37,28	8,00	45,28	<b>48,80</b>
19	Maatuulivoima	51	173 094	74 337 447	6,2 %	37,99	12,00	49,99	<b>56,65</b>
8	Maatuulivoima	7	23 870	10 058 356	7,0 %	39,90	11,00	50,90	<b>58,17</b>
2	Maatuulivoima	27	82 782	38 894 310	6,0 %	40,96	11,00	51,96	<b>59,94</b>
17	Maatuulivoima	55	155 980	79 665 465	5,5 %	42,88	11,00	53,88	<b>63,13</b>
4	Maatuulivoima	95	332 120	128 454 250	7,7 %	38,46	16,00	54,46	<b>64,10</b>
9	Maatuulivoima	66	185 130	94 789 464	4,8 %	40,25	15,00	55,25	<b>65,42</b>
45	Muut	43	200 552	140 702 923	2,2 %	43,74	12,00	55,74	<b>66,23</b>
15	Maatuulivoima	29	86 130	40 234 948	6,5 %	42,26	14,00	56,26	<b>67,10</b>
6	Maatuulivoima	43	130 290	66 324 705	5,9 %	44,13	13,00	57,13	<b>68,55</b>

Halvin tarjous on 46,16 €/MWh, jolla tuotettaisiin yhdessä hankkeessa yhteensä 243 580 MWh uusiutuvaa sähköä vuodessa. Tukea tarvittaisiin 40 €/MWh keskimääräisellä sähkön markkinahinnalla 6,16 €/MWh. Viimeinen tarjous, joka vielä alittaa kumulatiivisen 2 TWh:n tavoitteen, on 68,55 €/MWh. Tukea tarvittaisiin siten 28,55 €/MWh. Yhteensä 12 tarjousta hyväksytään ja kyseisten hankkeiden kokonaistuotantomäärä on 1 994 746 MWh vuodessa. Keskimääräinen<sup>11</sup> tukimäärä tälle tuotantomäärälle on 18,48 €/MWh. Alla olevassa kuviossa mustalla pystykatkoviivalla on esitetty kokonaistuotantomäärä ja sinisellä vaakakatkoviivalla viimeisen voittaneen tarjouksen tavoitehinta.

<sup>11</sup> Painotettu keskiarvo



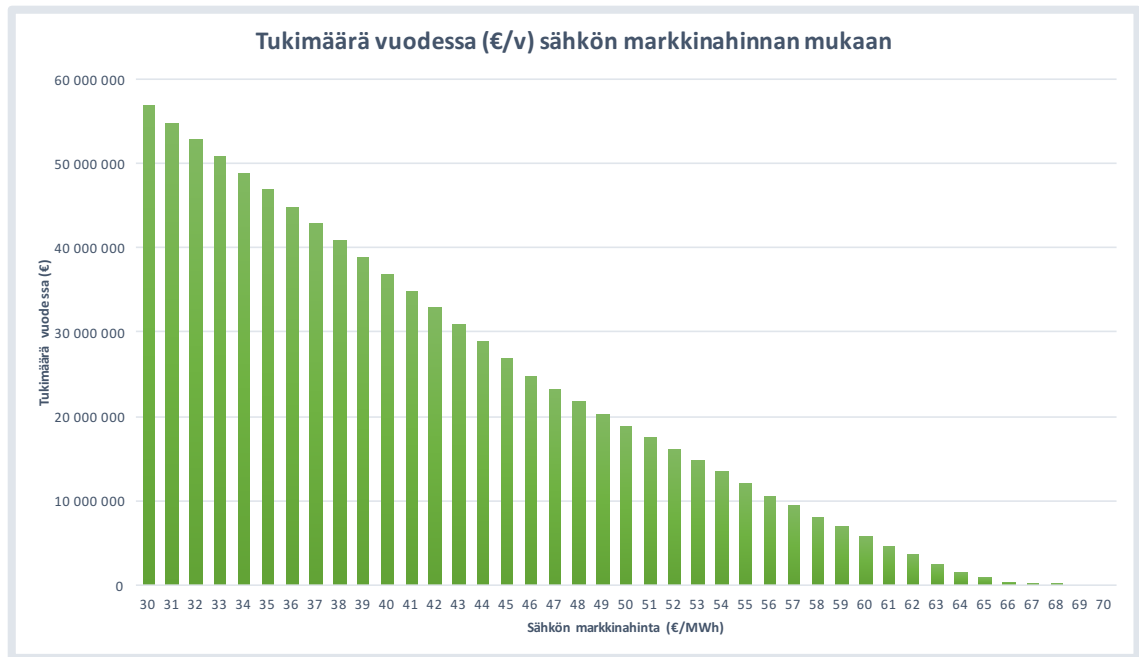
Kuvio 10. Tapaus 1 – Tarjoukset tavoitehinnan mukaan (tavoitehintamalli).<sup>12</sup>

Jos tarjouskilpailumallina käytetään tarjoushintamallia, niin yhteensä tukea maksettaisiin vuodessa noin 36,9 miljoonaa euroa ja 12 vuoden aikana yhteensä noin 442,2 miljoonaa euroa olettaen, että sähkön hinta pysyy keskimäärin oletetussa 40 €/MWh:ssa.

Sähkön markkinahinnalla on suuri merkitys tukimäärään. Alla olevassa kuviossa on kuvattu, miten kokonaistukimäärä muuttuu erilaisilla sähkön markkinahinnoilla. Jos oletetaan, että järjestelmä on suunniteltu siten, että sähkö markkinahinnan laskiessa alle 30 €/MWh<sup>13</sup>, tukimäärä ei enää kasva, niin tässä tapauksessa suurin maksettava tukimäärä olisi noin 56,8 miljoonaa euroa vuodessa. Tukimäärä olisi noin 20 miljoonaa euroa enemmän kuin arvioidulla 40 €/MWh sähkön keskimääräisellä markkinahinnalla. Toisaalta, jos sähkön markkinahinta nousisi kymmenellä eurolla (50 €/MWh), niin tukea maksettaisiin vain 18,9 miljoonaa euroa eli hieman alle 20 miljoonaa euroa vähemmän kuin odotettu. Kokonaisuudessaan vaikutus olisi siis noin 240 miljoonaa euroa 12 vuoden aikana. Sähkön markkinahinnan noustessa yli 68,55 €/MWh, tukea ei maksettaisi ollenkaan. Yksi euro sähkön markkinahinnassa tarkoittaa 1,99 miljoonan euron vaikutusta vuosittaiseen tukimäärään sähkön markkinahinnan ollessa 30–46 €/MWh. Tätä korkeammilla hinnoilla vaikutus pienenee, sillä tämän jälkeen osa hankkeista ei enää saisi tukea.

<sup>12</sup> Kuvioissa on rajattu ulos tarjoukset, jotka ylittävät 150 €/MWh tarjoustason tai 5 000 000 MWh kumulatiivisen tuotantomäärän

<sup>13</sup> Nykyisessä Suomen syöttöpreemiojärjestelmässä on käytössä tällainen alaraja.



Kuvio 11. Tapaus 1 – Tukimäärä vuodessa (tavoitehintamalli).

Jos tarjouskilpailussa käytetään selvityshintamallia, niin yhteensä tukea maksettaisiin vuodessa noin 56,9 miljoonaa euroa ja 12 vuoden aikana yhteensä noin 683,4 miljoonaa euroa olettaen, että sähkön hinta pysyy keskimäärin oletetussa 40 €/MWh:ssa. Tukea maksettaisiin siten jälkimmäisessä mallissa yhteensä noin 240 miljoonaa euroa enemmän edelliseen verrattuna.

Erotus on pienempi, jos ensimmäisessä mallissa voittavien tarjousten tekijät tietävät muiden tarjousten tason ja siten nostaisivat omia tarjouksiaan. Todellisuudessa tarjoushintajärjestelmässä tarjoajat pykisivät arvioimaan viimeisen voittavan tarjouksen tasoa ja tarjoamaan mahdollisimman lähelle tätä. Toisaalta riski siitä, että tarjouskilpailu hävitään, kasvaa tarjouksen kasvaessa. Siten lopulliset voittavat tarjoukset sijoittuisivat todennäköisesti kustannusperusteiden tarjousten ja viimeisen voittavan tarjouksen välille.

Asiaa on mallinnettu siten, että tarjouksiin lisätään kerroin, joka riippuu käänteisesti tukitarpeesta. Pienin tukitarve tarkoittaa siis suurinta lisäkomponenttia. Tarjoukseen lisätään nyt edellä kuvatussa kaavassa 7 esitetty kerroin ( $\emptyset$ ). Kertoimen kaava on seuraava:

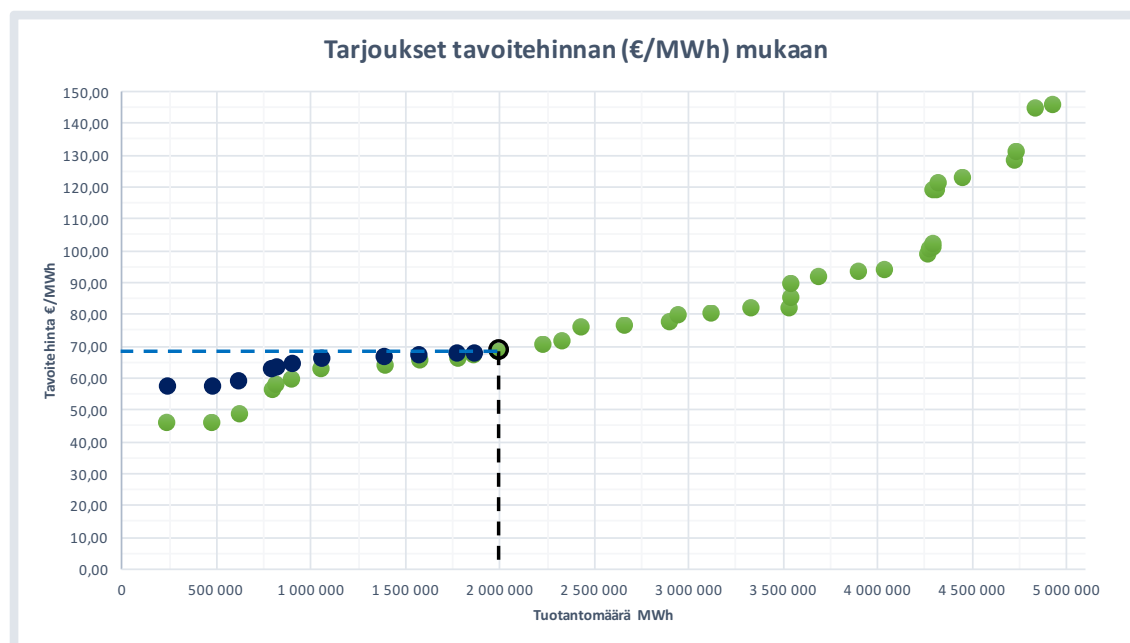
$$(9) \quad \emptyset = 1 + \frac{\bar{\beta} - (p + s)}{2 * (p + s)}, \emptyset \geq 1$$

Jossa:

$\bar{\beta}$  = viimeinen voittava tarjous

Excel-taulukkoon kaava on rakennettu siten, että kerroin on aina vähintään 1. Kyseinen tilanne on kuvattu alla olevassa kuviossa. Uudet tarjoukset on merkitty mustalla

värillä. Viimeisen tarjouksen tekijällä on jo suuri riski, että tarjousta ei hyväksytä ja siten sen ei kannata tarjoustaan nostaa.

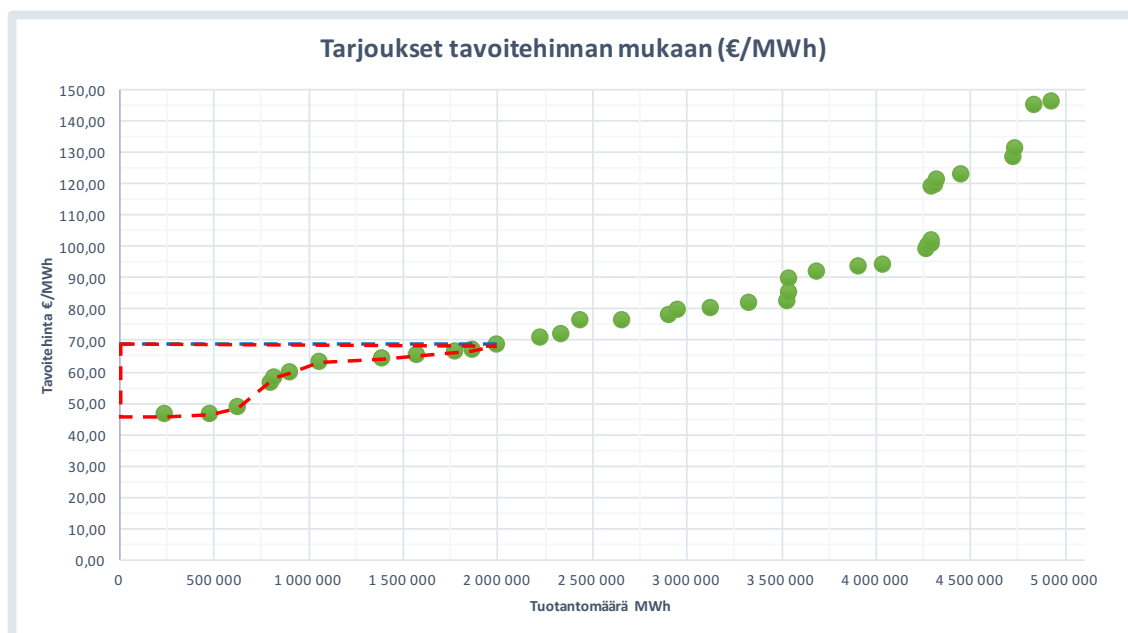


Kuvio 12. Tapaus 1 – Tavoitehintajärjestelmän tarjoukset lisäkomponentilla

Nyt alin tarjous nousee merkittävästi ja olisi 57,36 €/MWh eli yli 11 euroa alkuperäistä korkeampi. Myös keskimääräinen tarjous nousee merkittävästi ja on uudessa tilanteessa 63,41 €/MWh eli noin viisi euroa korkeampi. Tukea maksettaisiin vuodessa nyt noin 46,9 miljoonaa euroa ja kokonaisuudessaan 562,8 miljoonaa euroa. Tukimäärä on siis vuodessa noin 10 miljoonaa euroa enemmän ja kokonaisuudessaan noin 120 miljoonaa euroa alkuperäistä enemmän. Ero selvityshintajärjestelmään on nyt huomattavasti pienempi (10 M€/v, 120 M€ yhteensä).

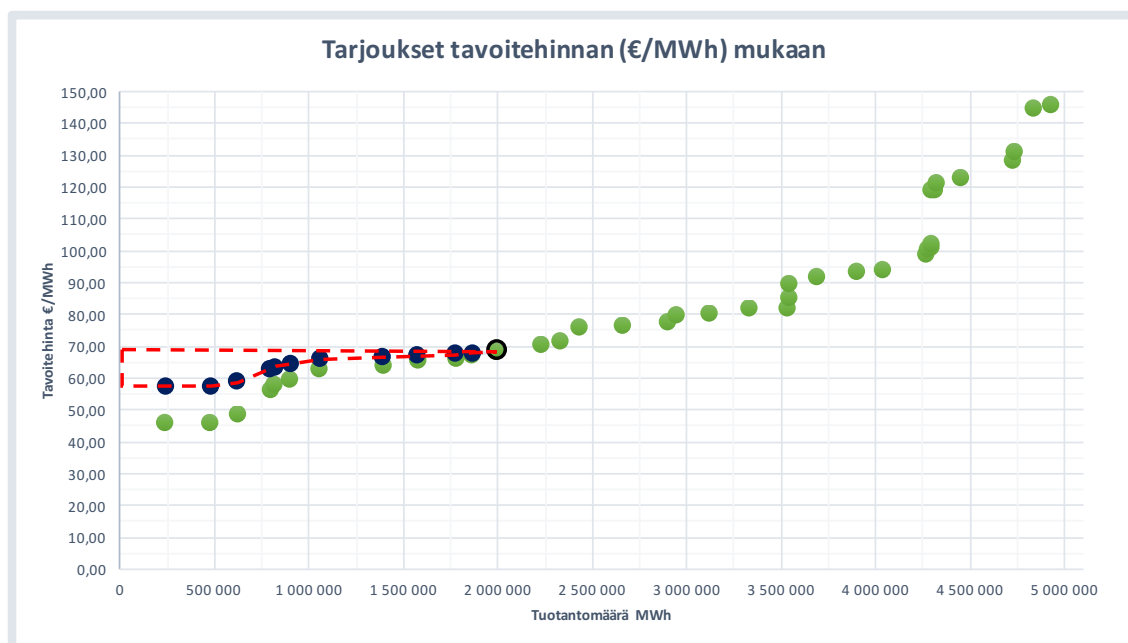
Olennaista tässä on se, kuinka hyvin tarjoajat osaavat arvioida viimeisen voittavan tarjouksen ja kuinka paljon on kilpailua. Jos kilpailua on paljon, niin riski tarjouksen häviämislle on suurempi ja siten tarjoukset kannattaa mitoittaa kustannusperusteisesti. Selvityshintamalli tulisi valtiolle halvemmaksi ainoastaan siinä tapauksessa, että tarjoushintamallissa yksi tai useampi alun perin voittava tarjous ylittää viimeisen voittavan tarjouksen kustannusperusteisen tason.

Näiden kahden mallin ero valtion kustannuksissa riippuu siitä, miten suuri ero tarjousten välillä on. Mitä suurempi kulmakerroin tarjouskäyrässä on, sitä suurempi ero mallien välillä. Alla olevassa kuviossa on merkitty punaisella katkoviivalla alue, joka olisi ylimääräistä tukea hankekehittäjille, jos tukimäärä määräytyisi viimeisen voittavan tarjouksen perusteella.



Kuvio 13. Tapaus 1 – Tavoitehintajärjestelmän tarjoukset - tehokkuustappio.

Kuten edellä todettiin, niin todellisuudessa tarjoushintajärjestelmässä voittavia tarjouksia todennäköisesti nostettaisiin ja siten lopullinen tehokkuustappio olisi huomattavasti pienempi. Alla olevassa kuviossa on merkitty tehokkuustappio tapaukseen, jossa voittaviin tarjouksiin sovelletaan edellä kuvattua kerrointa.



Kuvio 14. Tapaus 1 – Tavoitehintajärjestelmän tarjoukset lisäkomponentilla - tehokkuustappio.

Kuten kirjallisuussosiossa todettiin, niin kilpailun merkitys on aivan oleellinen kustannustehokkuuden kannalta. Asiaa voidaan mallintaa esimerkiksi siten, että tarjouskilpailuun osallistuu alkuperäisen 50 sijasta vain 25 hanketta. Tätä on mallinnettu siten, että joka toinen tarjous on poistettu<sup>14</sup>. Tällöin keskimääräinen tukitarve nousee alkuperäisestä 18,48 €/MWh:sta 28,77 €/MWh:iin. Tällöin tukimäärä nousisi noin 51,6 miljoonaan euroon vuodessa, joka olisi noin 14,7 miljoonaa euroa alkuperäistä kilpailullista tilannetta enemmän. Samalla tuotettaisiin noin 0,2 TWh sähköä vähemmän. Koko tukiajalta tämä tarkoittaisi noin 176,7 miljoonaa euroa kalliimpaa tukijärjestelmää. Luonnollisesti selvityshintamallissa erotus kasvaa entisestään, kun viimeinen tarjous on huomattavasti alkuperäistä tilannetta korkeampi. Tällöin selvityshinta olisi 85,41 €/MWh ja tällä tasolla tukea maksettaisiin kaikille hankkeille 45,41 €/MWh. Tukimäärä olisi alkuperäiseen selvityshintaan nähden noin 24,4 miljoonaa euroa enemmän vuodessa ja koko tukiajalta noin 293,4 miljoonaa euroa enemmän. Näissä tuloksissa on kuitenkin huomioitava se, että todellisuudessa tarjouksia jätettäisiin tekemättä ensi sijassa niissä hankkeissa, joissa tarjous olisi korkea ja kustannustehokkaimmista hankkeista jätettäisiin todennäköisimmin tarjouksia.

Tulokset kuvastavat kuitenkin hyvin kirjallisuuskatsauksessa korostettua kilpailun ja tarjousten määrän merkitystä. Riskinä on, että hankekehittäjät jättävät tekemättä hyviäkin tarjouksia, jos päättelevät häviävänsä tarjouskilpailun. Siten tarjouskilpailuun osallistumisen tulisi olla mahdollisimman yksinkertaista ja edullista. Lisäksi tarjouskilpailun järjestäjän ja muiden virallisten tahojen tulisi välttää viestimästä etukäteen arvioita voittavista tarjouksista, joilla saattaa olla myös tarjouksia ankkuroiva vaikutus.

### *Kiinteä preemio*

Jos tarjouskilpailu järjestetään siten, että hankekehittäjät tarjoavat kiinteää preemiota tavoitehinnan sijasta, tulee näiden arvioida myös sähkön markkinahinnan kehitys. Tässä yksinkertaistetussa mallissa hankekehittäjät arvioivat tällöin ensin sähkön keskimääräisen hinnan hankkeen elinkaaren ajalta<sup>15</sup> ja laskevat erotuksen tasotetuista energiakustannuksista. Tämä erotus on kiinteä preemio, jonka hankkeet tarvitsevat ollakseen riittävän kannattavia.

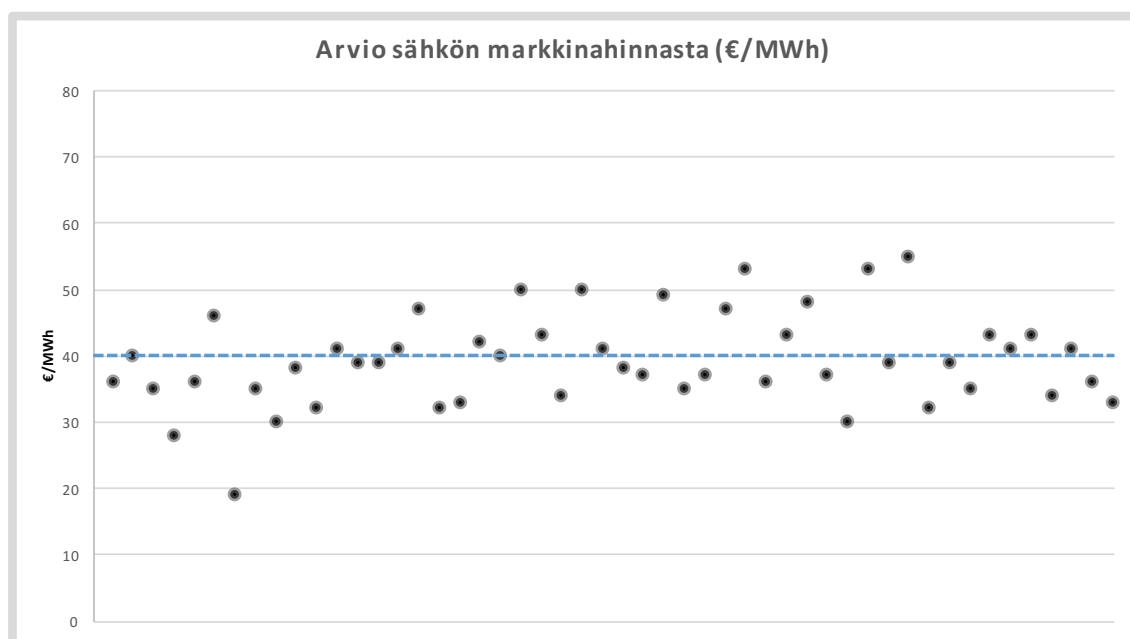
*Tapaus 1* on ajettu uudelleen samoilla muilla arvoilla, mutta eri hankekehittäjille on annettu erilaisia arvioita sähkön markkinahinnasta. Hankekehittäjän arvio sähkön markkinahinnasta perustuu simuloinnissa satunnaismuuttujaan. Yhdeksän kymmenestä arvioi sähkön hinnan olevan jokin arvo 30-50 €/MWh ja yksi kymmenestä 15-65 €/MWh. Simulointi perustuu siihen, että hankekehittäjät arvioivat sähkön hinnan olevan

<sup>14</sup> Sen jälkeen, kun tarjoukset on järjestetty pienimmästä suurimpaan.

<sup>15</sup> Koska sähkön hinta vaihtelee merkittävästi vuodenaikojen ja jopa vuorokauden sisällä, ei keskimääräinen sähkön markkinahinta ole riittävän tarkka. Tarkempaa analyysiä varten tarvitaan hankkeen odotettu tuotantoprofiili sekä sähkön markkinahinta tunneittain.



keskimäärin 40 €/MWh, mutta yksittäiset arviot saattavat poiketa merkittävästikin keskiarvosta. Alla olevassa kuviossa on havainnollistettu tarjoustentekijöiden arvioita sähkön markkinahinnasta.



Kuvio 15. Tapaus 1 – Tarjoustentekijöiden arviot sähkön markkinahinnasta.

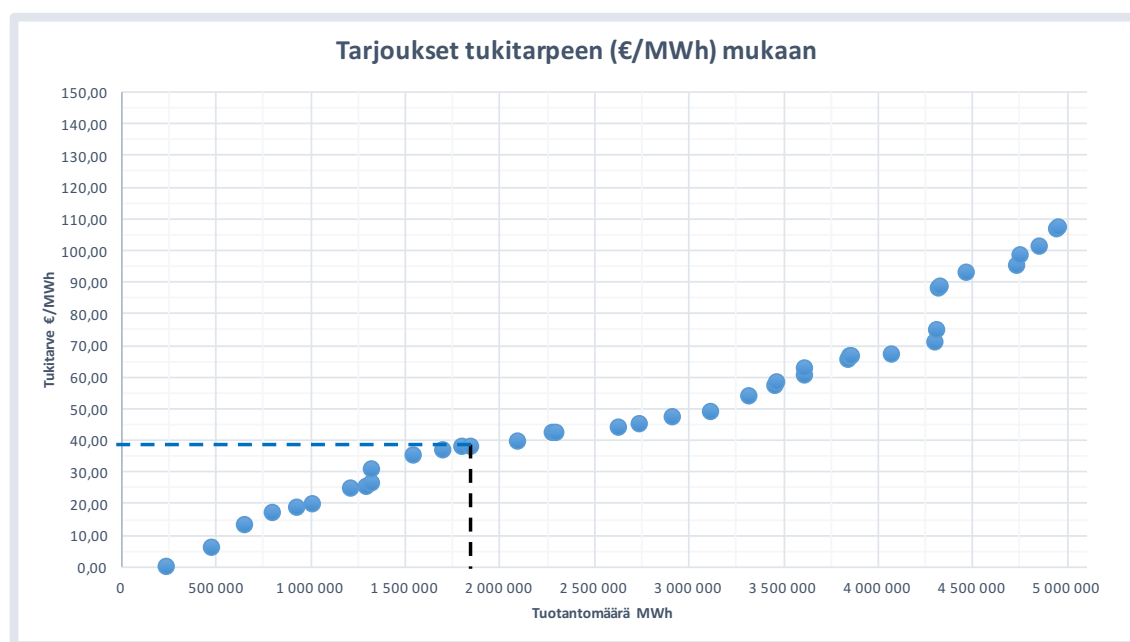
Tapaus 1 on laskettu uudelleen siten, että edellä olevassa kuviossa olevat sähkön hinnat on korvattu hankekohtaisesti aikaisemmalla, joka oli kaikissa hankkeissa 40 €/MWh. Alla olevassa taulukossa on esitetty tarjoukset kiinteän premion perusteella järjestyksessä. Lisäksi taulukossa on hankekehittäjien arvioima sähkön markkinahinta.

Taulukko 3. Tapaus 1 – Tarjoukset tukitarpeen mukaan (kiinteä preemio)

Hanke nro.	Tuotantomuoto	Teho (MW)	Tuotantomäärä (MWh/a)	Kokonaisinvestointikustannus €	WACC	Investointikustannus per MWh	Käyttö- ja huoltokustannukset	LCOE	Sähkön hinta	Tuen tarve per ensimmäiset
16	Maatuulivoima	71	238 418	99 974 532	5,0 %	33,76	10,00	43,76	47,00	<b>0,00</b>
20	Maatuulivoima	76	243 580	113 449 532	4,1 %	34,70	9,00	43,70	40,00	<b>6,16</b>
19	Maatuulivoima	51	173 094	74 337 447	6,2 %	37,99	12,00	49,99	42,00	<b>13,32</b>
3	Maatuulivoima	48	142 800	66 121 584	5,0 %	37,28	8,00	45,28	35,00	<b>17,14</b>
6	Maatuulivoima	43	130 290	66 324 705	5,9 %	44,13	13,00	57,13	46,00	<b>18,55</b>
2	Maatuulivoima	27	82 782	38 894 310	6,0 %	40,96	11,00	51,96	40,00	<b>19,94</b>
45	Muut	43	200 552	140 702 923	2,2 %	43,74	12,00	55,74	41,00	<b>24,56</b>
15	Maatuulivoima	29	86 130	40 234 948	6,5 %	42,26	14,00	56,26	41,00	<b>25,44</b>
8	Maatuulivoima	7	23 870	10 058 356	7,0 %	39,90	11,00	50,90	35,00	<b>26,50</b>
31	Aurinkovoima	4	4 352	4 190 796	3,1 %	55,79	6,00	61,79	47,00	<b>30,82</b>
12	Maatuulivoima	89	224 280	134 650 325	4,4 %	45,91	16,00	61,91	41,00	<b>34,86</b>
17	Maatuulivoima	55	155 980	79 665 465	5,5 %	42,88	11,00	53,88	32,00	<b>36,47</b>
13	Maatuulivoima	41	98 769	62 562 802	5,9 %	54,69	7,00	61,69	39,00	<b>37,81</b>
48	Muut	11	48 620	34 254 616	4,0 %	51,84	12,00	63,84	41,00	<b>38,07</b>

Vertailemalla taulukoita 2 ja 3 nähdään, että voittavat tarjoukset ovat hieman eri kuin tavoitehintajärjestelmässä ja myös järjestys on muuttunut. Tässä tapauksessa yksi hankekehittäjä voi toteuttaa hankkeensa ilman tukea ja siten tarjous on 0 €/MWh.

Alhaisimman tarjouksen tasoitettu energiakustannus olisi 43,76 €/MWh ja hankekehittäjä on arvioinut sähkön hinnaksi keskimäärin noin 47 €/MWh. Siten hanke voidaan toteuttaa myös ilman tukea<sup>16</sup>. Tässä hankkeessa tuotettaisiin yhteensä 238 418 MWh uusiutuvaa sähköä vuodessa. Viimeinen tarjous, joka vielä alittaa kumulatiivisen 2 TWh:n tavoitteen on 38,07 €/MWh. Yhteensä 14 tarjousta hyväksytään ja niiden kokonaistuotantomäärä on 1 853 517 MWh vuodessa. Keskimääräinen tukimäärä tälle tuotantomäärälle on 20,12 €/MWh. Sähkön markkinahinnan on arvioitu olevan keskimäärin 40,65 €/MWh<sup>17</sup>. Alla olevassa kuviossa mustalla pystyaksoviivalla on esitetty kokonaistuotantomäärää ja sinisellä vaakakatkoviivalla viimeisen voittaneen tarjouksen kiinteä tukipremio.



Kuvio 16. Tapaus 1 – Tarjoukset tukitarpeen mukaan (kiinteä premio)

Jos tarjouskilpailumallina käytetään tarjoushintamallia, niin yhteensä tukea maksettaisiin vuodessa noin 37,3 miljoonaa euroa ja 12 vuoden aikana yhteensä noin 447,6 miljoonaa euroa. Jos tarjouskilpailussa käytetään selvityshintamallia, niin yhteensä tukea maksettaisiin vuodessa noin 70,6 miljoonaa euroa ja 12 vuoden aikana yhteensä noin 846,8 miljoonaa euroa. Tukea maksettaisiin siten selvityshintamallissa noin kaksinkertainen määrä tarjoushintamalliin nähden.

Verrattuna tavoitehintajärjestelmään tässä mallissa tukea maksettaisiin noin 0,4 miljoonaa euroa enemmän vuodessa ja 12 vuoden aikana noin 5,3 miljoonaa euroa enemmän. Selvityshintamallissa tukea maksettaisiin tässä kiinteän premion mallissa 13,6 miljoonaa euroa enemmän vuodessa ja 12 vuoden aikana yhteensä noin 163,4

<sup>16</sup> Hankekehittäjän kannattaa kuitenkin tarjota vähintään pienin mahdollinen tukimäärä.

<sup>17</sup> Painotettu keskiarvo.

miljoonaa euroa enemmän. Kiinteän preemion mallissa myös tuotettaisiin 141 229 MWh vähemmän uusiutuvaa energiaa. Erotus tukikustannuksissa olisi suurempi, jos tuotantomäärät olisivat samat. Hieman korkeampi tukimäärä selittyisi alhaisemmalla sähkön markkinahintaennusteella. Nyt kuitenkin hankekehittäjät ovat arvioineet sähkön markkinahinnan hyvin lähelle tavoitehintajärjestelmän olettaa. Siten pieni ero johtuu siitä, että kiinteän preemion järjestelmään valikoituu hieman eri hankkeita.

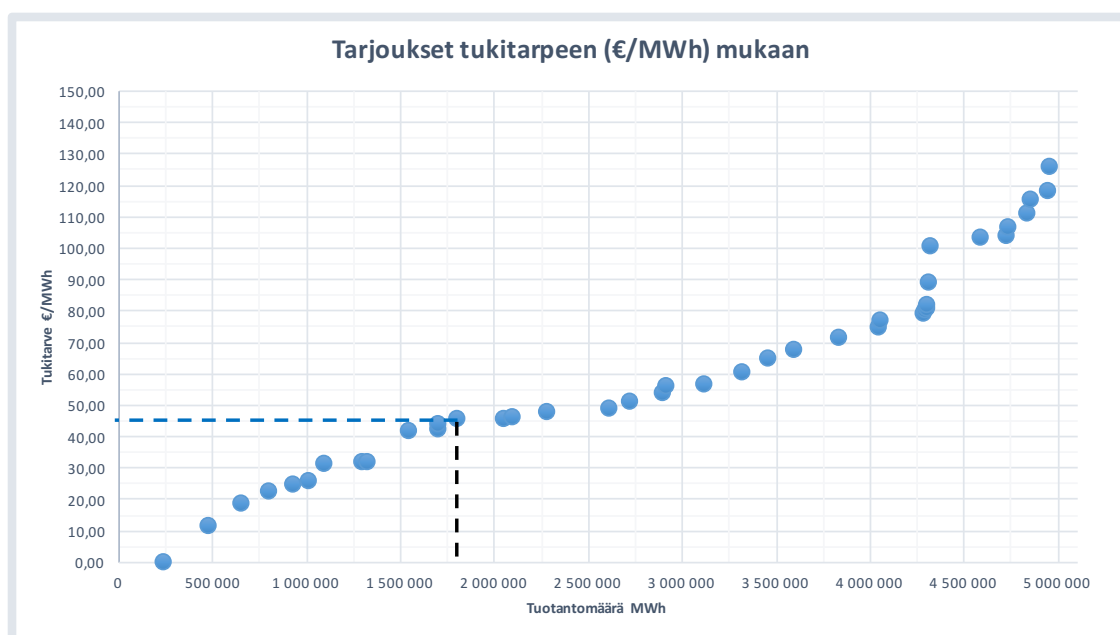
Sähkön markkinahinnan kehitystä on hyvin hankala arvioida. Tästä johtuen rahoituksesta tulee kalliimpaa. Herkkyysanalyysillä voidaan arvioida riskin kasvun merkitystä tarjouksiin. Sama edellä oleva tapaus on ajettu uudelleen siten, että painotettuun pääomakertoimeen (WACC) on lisätty yksi prosenttiyksikkö.

Alla olevassa taulukossa on esitetty tarjoukset uudelleen korkeammalla riskitasolla kiinteän preemion perusteella järjestyksessä tukitarpeen mukaan.

Taulukko 4. Tapaus 1 – Tarjoukset tukitarpeen mukaan (kiinteä preemio ja lisäriski)

Hanke nro.	Tuotantomuoto	Teho (MW)	Tuotantomäärä (MWh/a)	Kokonaisinvestointikustannus €	WACC	Investointikustannus per MWh	Käyttö- ja huoltokustannukset	LCOE	Sähkön hinta	Tuen tarve per ensimmäiset 12 v €/MWh
16	Maatuuvoima	71	238 418	99 974 532	6,0 %	36,68	10	46,68	47,00	0,00
20	Maatuuvoima	76	243 580	113 449 532	5,1 %	37,82	9	46,82	40,00	11,36
19	Maatuuvoima	51	173 094	74 337 447	7,2 %	41,11	12	53,11	42,00	18,51
3	Maatuuvoima	48	142 800	66 121 584	6,0 %	40,50	8	48,50	35,00	22,50
6	Maatuuvoima	43	130 290	66 324 705	6,9 %	47,79	13	60,79	46,00	24,65
2	Maatuuvoima	27	82 782	38 894 310	7,0 %	44,35	11	55,35	40,00	25,58
15	Maatuuvoima	29	86 130	40 234 948	7,5 %	45,68	14	59,68	41,00	31,14
45	Muut	43	200 552	140 702 923	3,2 %	48,03	12	60,03	41,00	31,72
8	Maatuuvoima	7	23 870	10 058 356	8,0 %	43,05	11	54,05	35,00	31,74
12	Maatuuvoima	89	224 280	134 650 325	5,4 %	49,99	16	65,99	41,00	41,65
17	Maatuuvoima	55	155 980	79 665 465	6,5 %	46,50	11	57,50	32,00	42,50
31	Aurinkovoima	4	4 352	4 190 796	4,1 %	62,16	6	68,16	47,00	44,09
13	Maatuuvoima	41	98 769	62 562 802	6,9 %	59,23	7	66,23	39,00	45,39

Tässä tapauksessa edelleen yksi hankekehittäjä voisi toteuttaa hankkeensa ilman tukea ja alin tarjous on siten 0 €/MWh. Alhaisimman tarjouksen tasoitettu energiakustannus on 46,68 €/MWh. Tarjous on siis noin kolme euroa kalliimpi kuin aikaisemmassa tapauksessa. Viimeinen tarjous, joka vielä alittaa kumulatiivisen 2 TWh:n tavoitteen on nyt 45,39 €/MWh. Tässä nousua on yli 7 euroa. Yhteensä 13 tarjousta hyväksytään ja niiden kokonaistuotantomäärä on 1 804 897 MWh vuodessa. Kuviossa alla mustalla pystykatkoviivalla on esitetty kokonaistuotantomäärää ja sinisellä vaakakatkoviivalla viimeisen voittaneen tarjouksen kiinteä tukipremio.



Kuvio 17. Tapaus 1 – Tarjoukset tukitarpeen mukaan (kiinteä preemio ja lisäriski)

Jos tarjouskilpailu mallina käytetään tarjoushintamallia, niin yhteensä tukea maksettaisiin vuodessa noin 45,0 miljoonaa euroa ja 12 vuoden aikana yhteensä noin 539,4 miljoonaa euroa olettaen. Nousua edelliseen malliin tässä riskin huomioivassa mallissa on siten 7,7 miljoonaa euroa vuodessa ja 12 vuoden aikana noin 92,0 miljoonaa euroa. Jos tarjouskilpailussa käytetään selvityshintamallia, niin yhteensä tukea maksettaisiin vuodessa noin 81,9 miljoonaa euroa ja 12 vuoden aikana yhteensä noin 983,1 miljoonaa euroa. Näissä nousua on 11,4 miljoonaa euroa vuodessa ja 136 miljoonaa euroa 12 vuodessa.

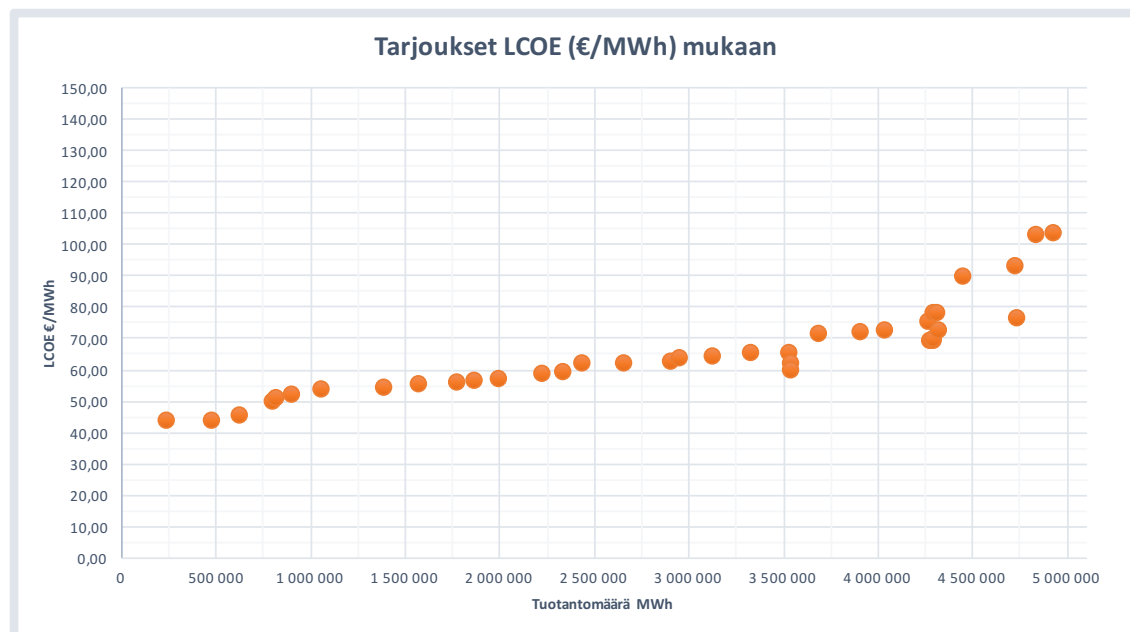
Verrattaessa tätä mallia tavoitehintaan perustuvaan malliin, niin tukea maksettaisiin noin 8,1 miljoonaa euroa enemmän vuodessa ja 12 vuoden aikana noin 97,3 miljoonaa euroa enemmän. Jos tarjouskilpailussa käytetään selvityshintamallia ja vertaillaan edelleen tarjoushintaan perustuvaan järjestelmään, niin yhteensä tukea maksettaisiin vuodessa noin 25,0 miljoonaa euroa enemmän ja 12 vuoden aikana yhteensä noin 300,0 miljoonaa euroa enemmän.

Johtopäätöksenä voidaan siten todeta, että tässä tarjoushintaan perustuva menettely tulisi valtiolle halvemmaksi, jos sähkön markkinahinta pysyy keskimäärin oletetussa 40 €/MWh:ssa. Ero kasvaa merkittävästi, jos kiinteän preemion järjestelmässä otetaan 1 prosenttiyksikön riski huomioon.

#### *Kustannustehokkaiden hankkeiden toteutuminen*

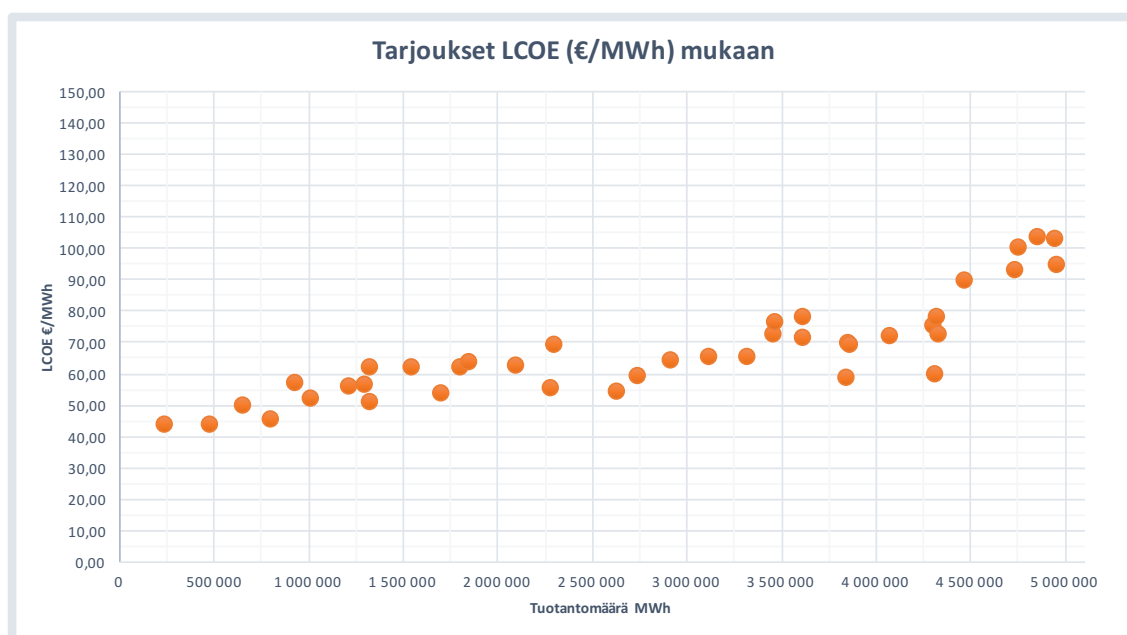
Olennaisena tarjouskilpailun onnistumisen tunnuspiirteenä pidetään sitä, että kustannustehokkaimmat hankkeet toteutuvat ensimmäisinä. Ensimmäisessä mallissa tarjoushintaan perustuva järjestelmä noudattaisi melko hyvin tätä edullisuusjärjestystä.

Alla olevassa kuviossa hankkeet on järjestetty tarjousten perusteella järjestykseen halvimasta kalleimpaan ja kuvattu niiden tasoitettua energiakustannusta.



Kuvio 18. Tapaus 1 – Tavoitehintajärjestelmän tarjoukset (LCOE).

Sen sijaan kiinteän preemion mallissa tukitarjousten lisäksi järjestykseen vaikuttaa arvioitu sähkön markkinahinta, joten hankkeet eivät toteudu edullisuusjärjestyksessä. Alla olevassa kuviossa on järjestetty vastaavasti hankkeet tarjousten perusteella kiinteän preemion mallissa. Kuvioista alla nähdään, että tarjouskilpailun voittaneita hankkeita kustannustehokkaampia hankkeita jäisi toteutumatta. Nämä hankkeet häviävät tarjouskilpailussa ensi sijassa alemman sähkön markkinahinta-arvion takia.



Kuvio 19. Tapaus 1 – Kiinteän preemion järjestelmän tarjoukset (LCOE)

## Tapaus 2

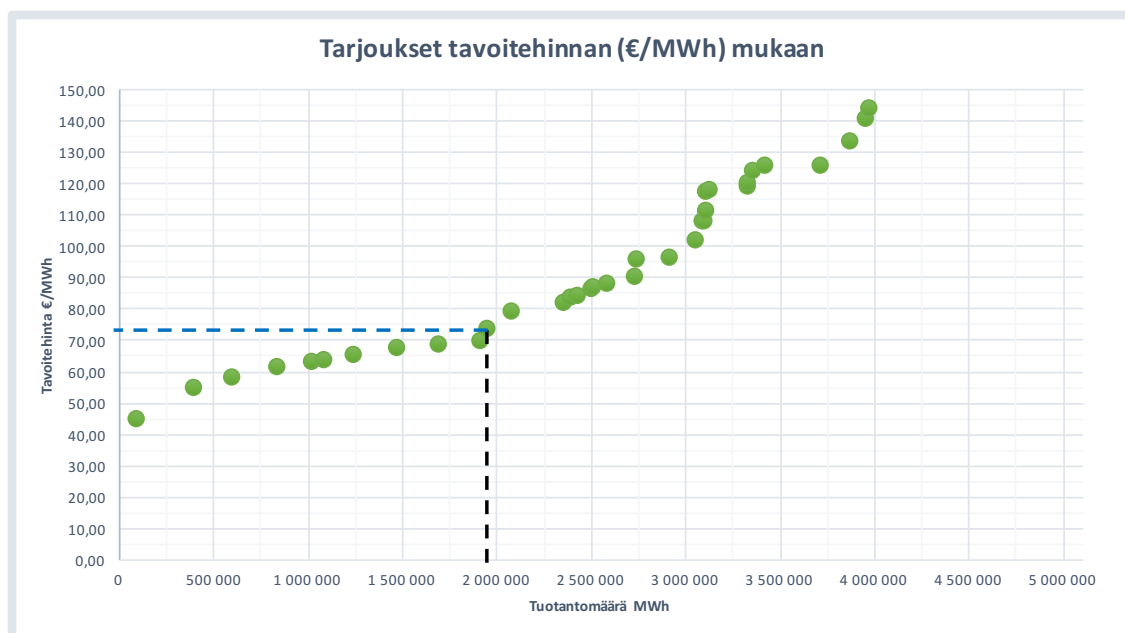
*Tavoitehinta tarjousten mukaan / selvityshinnalla*

Alla olevassa taulukossa on esitetty toisen tapauksen (*Tapaus 2*) tarjoukset tavoitehinnan perusteella järjestyksessä.

Taulukko 5. Tapaus 2 – Tarjoukset tavoitehinnan mukaan

Hanke nro.	Tuotantomuoto	Teho (MW)	Tuotantomäärä (MWh/a)	Kokonaisinvestointikustannus €	WACC	Investointikustannus per MWh	Käyttö- ja huoltokustannukset	LCOE	Tavoitehinta (12v) €/MWh
3	Maatuulivoima	28	97 020	36 762 796	5,5 %	31,76	11,00	42,76	<b>44,60</b>
9	Maatuulivoima	89	302 956	138 134 675	6,6 %	41,84	7,00	48,84	<b>54,74</b>
15	Maatuulivoima	60	195 540	80 740 860	7,0 %	38,98	12,00	50,98	<b>58,29</b>
6	Maatuulivoima	80	243 200	112 830 400	7,3 %	44,89	8,00	52,89	<b>61,48</b>
19	Maatuulivoima	58	182 526	78 353 882	6,8 %	39,89	14,00	53,89	<b>63,15</b>
13	Maatuulivoima	21	63 672	28 948 731	5,3 %	37,32	17,00	54,32	<b>63,87</b>
4	Maatuulivoima	61	155 855	85 216 756	5,4 %	45,22	10,00	55,22	<b>65,37</b>
12	Maatuulivoima	98	233 436	134 898 568	5,3 %	47,48	9,00	56,48	<b>67,46</b>
5	Maatuulivoima	66	221 562	93 363 798	8,1 %	43,24	14,00	57,24	<b>68,73</b>
17	Maatuulivoima	79	221 358	112 347 243	7,0 %	47,91	10,00	57,91	<b>69,85</b>
11	Maatuulivoima	16	37 280	25 259 920	4,5 %	52,18	8,00	60,18	<b>73,63</b>

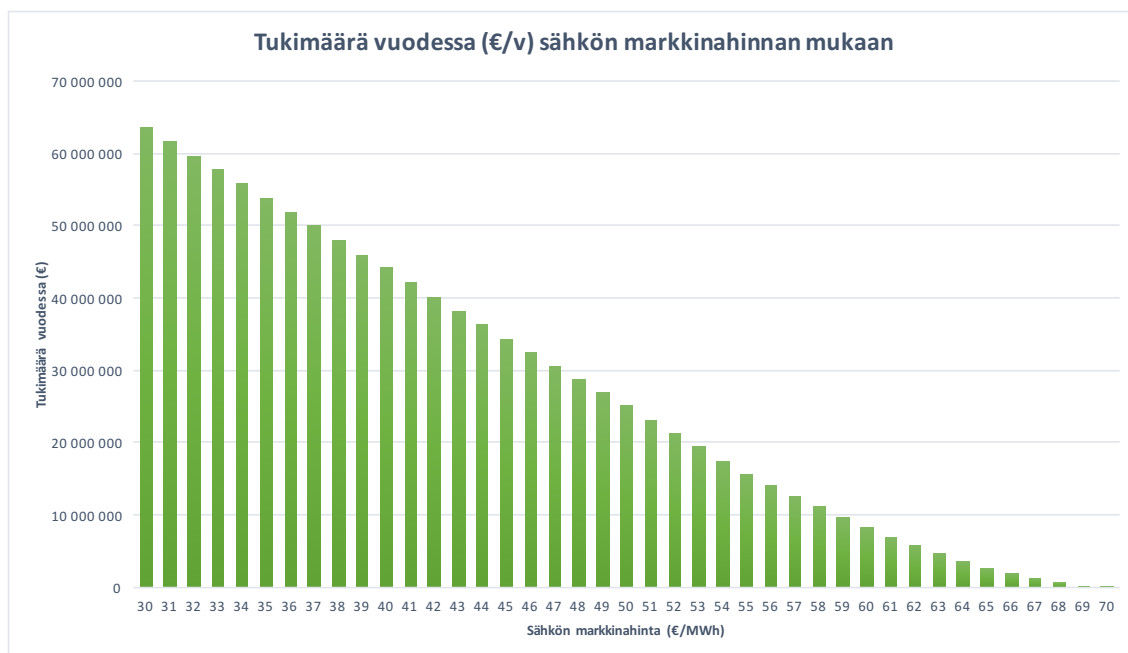
Halvin tarjous on 44,60 €/MWh, jolla tuotettaisiin yhdessä hankkeessa yhteensä 97 020 MWh uusiutuvaa sähköä vuodessa. Tukea tarvittaisiin 40 €/MWh keskimääräisellä sähkön markkinahinnalla 4,60 €/MWh. Viimeinen tarjous, joka vielä alittaa kumulatiivisen 2 TWh:n tavoitteen on 73,63 €/MWh. Tukea tarvittaisiin siten 33,63 €/MWh. Yhteensä 11 tarjousta hyväksytään ja kyseisten hankkeiden kokonaistuotantomäärä on 1 954 495 MWh vuodessa. Alla olevassa kuviossa mustalla pystyakselilla on esitetty kokonaistuotantomäärää ja sinisellä vaakakatkoviivalla viimeisen voittaneen tarjouksen tavoitehintaa.



Kuvio 20. Tapaus 2 – Tarjoukset tavoitehinnan mukaan

Jos tarjouskilpailu mallina käytetään tarjoushintamallia, niin yhteensä tukea maksettaisiin vuodessa noin 44,1 miljoonaa euroa ja 12 vuoden aikana yhteensä noin 528,6 miljoonaa euroa olettaen, että sähkön markkinahinta pysyy keskimäärin oletetussa 40 €/MWh:ssa.

Alla olevassa kuviossa on havainnollistettu, miten kokonaistukimäärä muuttuu erilaisilla sähkön markkinahinnoilla. Jos oletetaan, että järjestelmä on suunniteltu siten, että sähkön markkinahinnan laskiessa alle 30 €/MWh, tukimäärä ei enää kasva, niin tässä mallissa suurin maksettava tukimäärä olisi noin 63,6 miljoonaa euroa vuodessa. Tukimäärä olisi noin 20 miljoonaa euroa enemmän kuin odotettu. Toisaalta, jos sähkön markkinahinta nousisi kymmenellä eurolla (50 €/MWh), niin tukea maksettaisiin vain 25 miljoonaa euroa eli hieman alle 20 miljoonaa euroa vähemmän kuin odotettu. Kokonaisuudessaan vaikutus olisi siis noin 240 miljoonaa euroa 12 vuoden aikana. Sähkön markkinahinnan noustessa yli 73,63 €/MWh, tukea ei maksettaisi ollenkaan. Yksi euro sähkön markkinahinnassa tarkoittaa 1,95 miljoonan euron vaikutusta vuosittaiseen tukimäärään silloin kun sähkön markkinahinta on 30-44 €/MWh. Tätä korkeammilla hinnoilla vaikutus pienenee.



Kuvio 21. Tapaus 2 – Tukimäärä vuodessa – tavoitehintamalli.

Jos tarjouskilpailussa käytetään selvityshintamallia, niin yhteensä tukea maksettaisiin vuodessa noin 65,7 miljoonaa euroa ja 12 vuoden aikana yhteensä noin 788,7 miljoonaa euroa olettaen, että sähkön hinta pysyy keskimäärin oletetussa 40 €/MWh:ssa.

### Kiinteä preemio

Alla olevassa taulukossa on esitetty tarjoukset kiinteän preemion perusteella järjestyksessä.

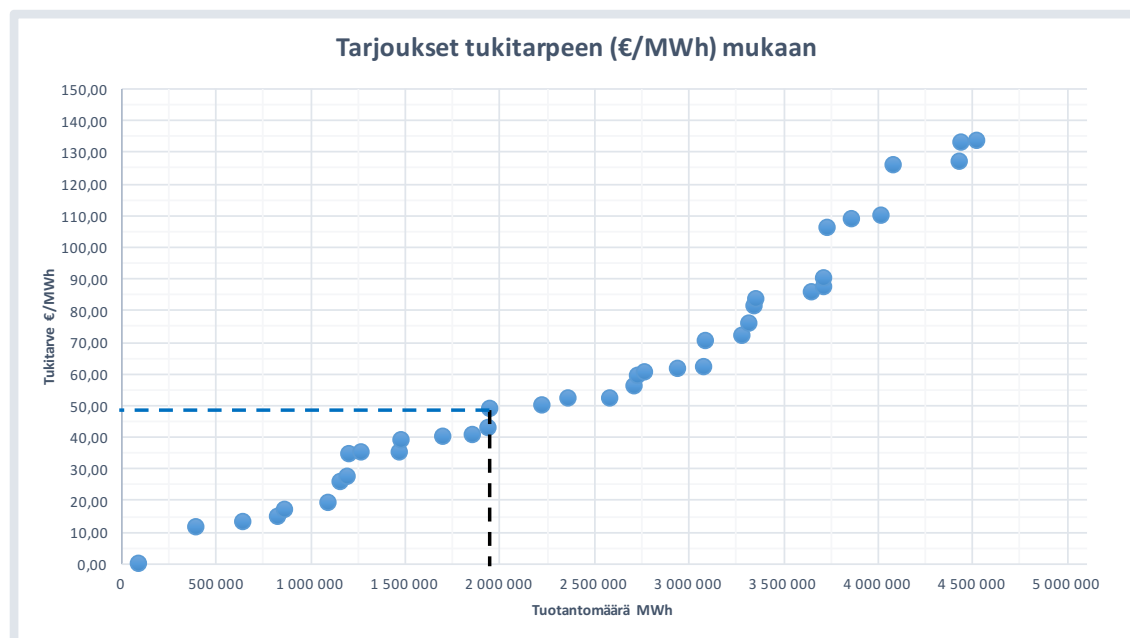
Taulukko 6. Tapaus 2 – Tarjoukset tukitarpeen mukaan (kiinteä preemio)

Hanke nro.	Tuotantomuoto	Teho (MW)	Tuotantomäärä (MWh/a)	Kokonaisinvestointikustannus €	WACC	Investointikustannus per MWh	Käyttö- ja huoltokustannukset	LCOE	Sähkön hinta	Tuen tarve per ensimmäiset 12 v €/MWh
3	Maatuuvoima	28	97 020	36 762 796	5,5 %	31,76	11,00	42,76	49,00	0,00
9	Maatuuvoima	89	302 956	138 134 675	6,6 %	41,84	7,00	48,84	42,00	11,40
6	Maatuuvoima	80	243 200	112 830 400	7,3 %	44,89	8,00	52,89	45,00	13,15
19	Maatuuvoima	58	182 526	78 353 882	6,8 %	39,89	14,00	53,89	45,00	14,82
11	Maatuuvoima	16	37 280	25 259 920	4,5 %	52,18	8,00	60,18	50,00	16,97
12	Maatuuvoima	98	233 436	134 898 568	5,3 %	47,48	9,00	56,48	45,00	19,13
13	Maatuuvoima	21	63 672	28 948 731	5,3 %	37,32	17,00	54,32	39,00	25,54
18	Maatuuvoima	14	34 454	22 344 490	6,6 %	59,33	7,00	66,33	50,00	27,21
35	Aurinkovoima	8	8 240	9 001 848	2,0 %	55,63	7,00	62,63	46,00	34,64
2	Maatuuvoima	26	71 760	39 850 148	9,3 %	61,92	7,00	68,92	48,00	34,87
15	Maatuuvoima	60	195 540	80 740 860	7,0 %	38,98	12,00	50,98	30,00	34,96
27	Aurinkovoima	13	12 623	10 899 369	4,9 %	60,77	6,00	66,77	48,00	39,11
17	Maatuuvoima	79	221 358	112 347 243	7,0 %	47,91	10,00	57,91	34,00	39,85
4	Maatuuvoima	61	155 855	85 216 756	5,4 %	45,22	10,00	55,22	31,00	40,37
20	Maatuuvoima	29	80 591	41 881 887	6,7 %	47,77	20,00	67,77	42,00	42,94
29	Aurinkovoima	8	6 744	7 674 608	2,7 %	63,33	15,00	78,33	55,00	48,60

Halvin tarjous on 0 €/MWh ja tämän tarjouksen tasoitettu energiakustannus olisi 42,76 €/MWh. Viimeinen tarjous, joka vielä alittaa kumulatiivisen 2 TWh:n tavoitteen olisi 48,60 €/MWh. Yhteensä 16 tarjousta hyväksytään ja niiden kokonaistuotantomäärä on 1



947 255 MWh vuodessa. Keskimääräinen tukimäärä tälle tuotantomäärälle on 23,64 €/MWh. Sähkön markkinahinnan on arvioitu olevan keskimäärin 40,89 €/MWh. Alla olevassa kuviossa mustalla pystyaksoviivalla on esitetty tuotantomäärää ja sinisellä vaakakatkoviivalla viimeisen voittaneen tarjouksen kiinteä tukipremio.



Kuvio 22. Tapaus 2 – Tarjoukset tukitarpeen mukaan (kiinteä premio)

Jos tarjouskilpailu mallina käytetään tarjoushintamallia, niin yhteensä tukea maksettaisiin vuodessa noin 46,0 miljoonaa euroa ja 12 vuoden aikana yhteensä noin 552,5 miljoonaa euroa. Jos tarjouskilpailussa käytetään selvityshintamallia, niin yhteensä tukea maksettaisiin vuodessa noin 94,6 miljoonaa euroa ja 12 vuoden aikana yhteensä noin 1 135,6 miljoonaa euroa.

Verrattuna tavoitehintajärjestelmään tässä mallissa tukea maksettaisiin noin 1,9 miljoonaa euroa enemmän vuodessa ja 12 vuoden aikana noin 23,9 miljoonaa euroa enemmän. Selvityshintamallissa tukea maksettaisiin tässä kiinteän premion mallissa 28,9 miljoonaa euroa enemmän vuodessa ja 12 vuoden aikana yhteensä noin 346,9 miljoonaa euroa enemmän. Malleissa tuotantomäärä on lähes sama.

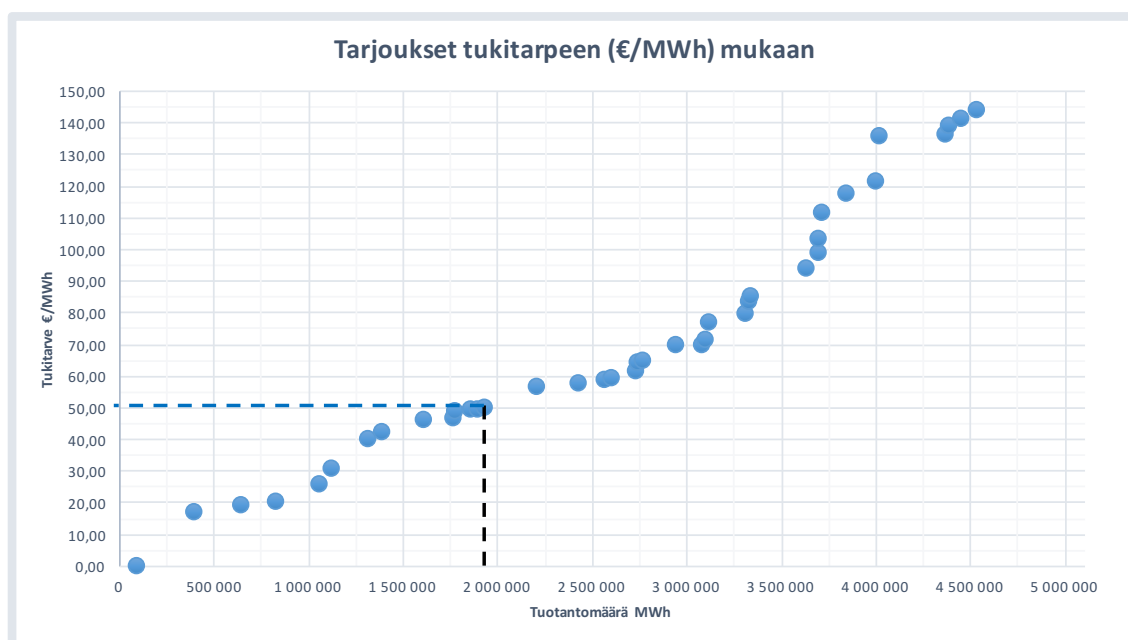
Johtopäätös on sama kuin *tapaus 1:ssä*. Hieman korkeampi tukimäärä selittyisi alhaisemmalla sähkön markkinahintaennusteella, mutta hankekehittäjät ovat arvioineet sähkön markkinahinnan vain hieman korkeammalle kuin tavoitehintajärjestelmän olettama. Siten ero johtuu tässäkin tapauksessa siitä, että kiinteän premion järjestelmään valikoituu hieman eri hankkeita.

Alla olevassa taulukossa on esitetty tarjoukset uudelleen korkeammalla riskitasolla kiinteän premion perusteella järjestyksessä.

Taulukko 7. Tapaus 2 – Tarjoukset tukitarpeen mukaan (kiinteä premio ja lisäriski)

Hanke nro.	Tuotantomuoto	Määrä (MW)	Tuotantomäärä (MWh/a)	Kokonaisinvestointikustannus €	WACC	Investointikustannus per MWh	Käyttö- ja huoltokustannukset	LCOE	Sähkön hinta	Tuen tarve per ensimmäiset 12 v €/MWh
3	Maatuuvoima	28	97 020	36 762 796	6,5 %	34,44	11,00	45,44	49,00	0,00
9	Maatuuvoima	89	302 956	138 134 675	7,6 %	45,20	7,00	52,20	42,00	17,01
6	Maatuuvoima	80	243 200	112 830 400	8,3 %	48,38	8,00	56,38	45,00	18,97
19	Maatuuvoima	58	182 526	78 353 882	7,8 %	43,07	14,00	57,07	45,00	20,12
12	Maatuuvoima	98	233 436	134 898 568	6,3 %	51,53	9,00	60,53	45,00	25,89
13	Maatuuvoima	21	63 672	28 948 731	6,3 %	40,51	17,00	57,51	39,00	30,85
15	Maatuuvoima	60	195 540	80 740 860	8,0 %	42,06	12,00	54,06	30,00	40,09
2	Maatuuvoima	26	71 760	39 850 148	10,3 %	66,34	7,00	73,34	48,00	42,24
17	Maatuuvoima	79	221 358	112 347 243	8,0 %	51,69	10,00	61,69	34,00	46,16
4	Maatuuvoima	61	155 855	85 216 756	6,4 %	49,07	10,00	59,07	31,00	46,79
35	Aurinkovoima	8	8 240	9 001 848	3,0 %	62,39	7,00	69,39	46,00	48,73
20	Maatuuvoima	29	80 591	41 881 887	7,7 %	51,60	20,00	71,60	42,00	49,33
11	Maatuuvoima	16	37 280	25 259 920	5,5 %	56,79	8,00	64,79	35,00	49,65
18	Maatuuvoima	14	34 454	22 344 490	7,6 %	64,10	7,00	71,10	41,00	50,17

Tässä mallissa edelleen yksi hankekehittäjä voisi toteuttaa hankkeensa ilman tukea ja alin tarjous on siten 0 €/MWh. Alhaisimman tarjouksen tasoitettu energiakustannus on 45,44 €/MWh. Tarjous on siis noin kolme euroa kalliimpi kuin aikaisemmassa mallissa. Viimeinen tarjous, joka vielä alittaa kumulatiivisen 2 TWh:n tavoitteen on nyt 50,17 €/MWh. Tässä nousua on alle 2 euroa. Yhteensä 14 tarjousta hyväksytään ja niiden kokonaistuotantomäärä on 1 927 888 MWh vuodessa. Kuviossa mustalla pystykatkoviivalla on esitetty tuotantomäärää ja sinisellä vaakakatkoviivalla viimeisen voittaneen tarjouksen kiinteä tukipremio.



Kuvio 23. Tapaus 2 – Tarjoukset tukitarpeen mukaan (kiinteä premio ja lisäriski)

Jos tarjouskilpailu mallina käytetään tarjoushintamallia, niin yhteensä tukea maksettaisiin vuodessa noin 57,8 miljoonaa euroa ja 12 vuoden aikana yhteensä noin

693,4 miljoonaa euroa olettaen. Nousua edelliseen malliin tässä korkeamman riskin huomioivassa mallissa on siten 11,8 miljoonaa euroa vuodessa ja 12 vuoden aikana noin 141,0 miljoonaa euroa. Jos tarjouskilpailussa käytetään selvityshintamallia, yhteensä tukea maksettaisiin vuodessa noin 96,7 miljoonaa euroa ja 12 vuoden aikana yhteensä noin 1 160,7 miljoonaa euroa. Näissä nousua on 2,1 miljoonaa euroa vuodessa ja 25 miljoonaa euroa 12 vuodessa.

Verrattaessa tätä mallia tavoitehintaan perustuvaan malliin, niin tukea maksettaisiin noin 13,7 miljoonaa euroa enemmän vuodessa ja 12 vuoden aikana noin 164,8 miljoonaa euroa enemmän. Jos tarjouskilpailussa käytetään selvityshintamallia ja vertaillaan edelleen tarjoushintaan perustuvaan järjestelmään, niin yhteensä tukea maksettaisiin vuodessa noin 31,0 miljoonaa euroa enemmän ja 12 vuoden aikana yhteensä noin 372,0 miljoonaa euroa enemmän.

Johtopäätöksenä voidaan siten todeta, että myös tässä tapauksessa tarjoushintaan perustuva menettely tulisi valtiolle halvemmaksi, jos sähkön markkinahinta pysyy keskimäärin oletetussa 40 €/MWh:ssa. Ero kasvaa, jos kiinteän premion järjestelmässä huomioidaan korkeampi riski.

Taulukko 8. Yhteenvedo: Tapaukset 1 ja 2.

Yhteenvedo				
	1	1K	2	2K
Alin tarjous (€/MWh)	46,16	0	44,6	0
Korkein hyväksytty tarjous (€/MWh)	68,55	38,07	73,63	48,6
Kokonaistuotantomäärä (MWh/v)	1 994 746	1 853 517	1 954 405	1 947 255
Ka. Tarjous (€/MWh)	18,48	20,12	22,54	23,64
Sähkön markkinahinta (€/MWh)	40,00	40,65	40,00	40,89
<b>Tarjoushintamalli</b>				
Tukimäärä vuodessa (€/v)	36 853 327	37 296 441	44 050 078	46 037 614
Tukimäärä yhteensä (€)	442 239 920	447 557 298	528 600 937	552 451 373
<b>Selvityshintamalli</b>				
Tukimäärä vuodessa (€/v)	56 949 998	70 563 392	65 726 640	94 636 593
Tukimäärä yhteensä (€)	683 399 980	846 760 706	788 719 682	1 135 639 116

### Muut tapaukset

Vastaava ajo tehtiin vielä kolme kertaa. Näistä kahdessa tapauksessa kiinteän premion malli tulisi valtiolle halvemmaksi. Molemmissa tapauksissa arvioitu sähkön markkinahinta on korkeampi kuin tavoitehintamallissa arvioitu 40 €/MWh. Jos kiinteän premion malleihin lisätään yhden prosenttiyksikön riskipremio, niin vain yhdessä tapauksessa viidestä kiinteän premion järjestelmä tulisi valtiolle halvemmaksi. Erotus johtuu sähkön markkinahinnan eroista sekä siitä, että voittaneet hankkeet ovat hieman eri,

jolloin myös tuotantomäärä on eri. Kaikissa esimerkkitapauksissa tuotantomäärä on pienempi kiinteän preemion mallissa.

Erotus on kuitenkin hyvin pieni, jos riskipreemiota ei oteta huomioon. Tällöin pienikin muutos sähkön markkinahinnassa tarkoittaisi sitä, että kiinteä preemio tulisi valtiolle halvemmaksi. Toisaalta sähkön hinnan noustessa valtio säästäisi merkittävästi tavoitehintajärjestelmässä. Kiinteän preemion järjestelmässä valtio maksaisi kaikissa tapauksissa saman verran sähkön markkinahinnasta riippumatta.

Taulukko 9. Yhteenveto: Tapaukset 3-5

Yhteenveto						
	3	3K	4	4K	5	5K
Alin tarjous (€/MWh)	48,61	0	53,39	2,98	55,33	7,85
Korkein hyväksytty tarjous (€/MWh)	81,08	31,7	80,94	40,32	80,88	52,03
Kokonaistuotantomäärä (MWh/v)	1 968 312	1 920 504	1 985 187	1 934 273	1 852 240	1 834 397
Ka. Tarjous (€/MWh)	18,39	10,07	23,56	22,27	29,53	30,85
Sähkön markkinahinta (€/MWh)	40,00	45,96	40,00	42,70	40,00	39,65
<b>Tarjoushintamalli</b>						
Tukimäärä vuodessa (€/v)	36 203 559	19 337 702	46 764 048	43 072 700	54 696 785	56 596 748
Tukimäärä yhteensä (€)	434 442 704	232 052 429	561 168 570	516 872 403	656 361 423	679 160 981
<b>Selvityshintamalli</b>						
Tukimäärä vuodessa (€/v)	80 858 257	60 879 977	81 273 556	77 989 887	75 719 571	95 443 676
Tukimäärä yhteensä (€)	970 299 084	730 559 722	975 282 669	935 878 648	908 634 854	1 145 324 111

Johtopäätöksenä voidaan todeta, että tulos riippuu pitkälti siitä, miten sähkön markkinahinta arvioidaan. Mitä suurempi ero tavoitehinnassa asetetun arvioidun markkinahinnan ja yritysten arvioiden välillä on, sitä suuremmat poikkeamat eri järjestelmien välille syntyy. Jos arviot ovat hyvin samankaltaisia, järjestelmien ero syntyy siitä, kuinka suureksi riskipreemio arvioidaan. Tällöin korostuu hankkeiden rahoitusrakenteet. Riski heijastuu tyypillisesti enemmän projektirahoitushankkeisiin ja siten kiinteän preemion järjestelmä saattaa antaa etua hankkeille, jotka rahoitetaan yritysrahoituksella.

Kiinteän preemion järjestelmä lisää myös riskiä siitä, että hankkeita ei toteuteta, vaikka tarjouskilpailu voitettaisiin. Tämä perustuu siihen, että mitä korkeammalle sähkön markkinahinta arvioidaan, sitä vähemmän tukea arvioidaan tarvittavan. Siten tällaisessa tilanteessa on riski, että hanketta ei toteutetakaan, jos sähkön markkinahinnan arviointi on ollut poikkeuksellinen muihin nähden. Kyse on luvussa 3 kuvatussa voittajan kirouksesta.

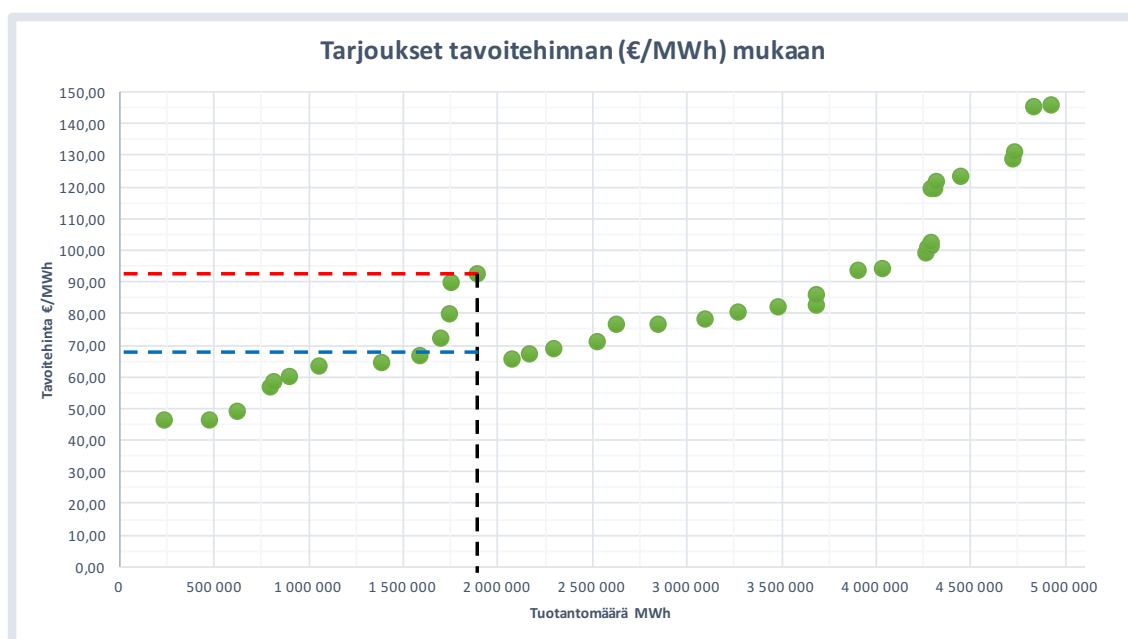
### 5.3 Muut tarkastellut asiat

#### Piikkiteho

Edellä kuvattu tuotantotukijärjestelmä ei ota huomioon muita asioita kuin €/MWh –perusteisen tukitarpeen. Kyse on niin sanotusta *vain-hinta* -tarjouskilpailusta (price-only –auction). Kuten edellä teoriaosiossa on kuvattu, niin tuotanto, joka on käytettävissä tehopiikin aikaan, on kuitenkin arvokkaampaa kuin tuotanto, joka ei ole säädettävissä tai muista syistä varmuudella käytettävissä tehopiikin aikaan. Tämä asia voidaan ottaa tarjouskilpailussa huomioon useammalla tavalla.

Ensinnäkin piikkitehon aikaan käytettävälle kapasiteetille voidaan antaa arvo siten, että näihin liittyviä tarjouksia arvotetaan eri tavalla kuin muita tarjouksia. Tämä voidaan järjestää esimerkiksi antamalla tällaiselle tuotannolle suotuisa kerroin, joka vähentää sen tukitarvetta tarjouskilpailussa. Toinen vaihtoehto on asettaa kaksi eri teknologiakoria, joista toinen on piikkiteholle ja toinen muulle tuotannolle. Lisäksi voidaan tehdä eräänlainen joustava korijärjestelmä, jossa asetetaan minimimäärä piikkiteholle. Jos tarjouskilpailu ei tuo riittävää piikkitehotuotantomäärää kilpailullisin keinoin, niin näitä tarjouksia valitaan pohjalle ensin, kunnes minimimäärä on saavutettu.

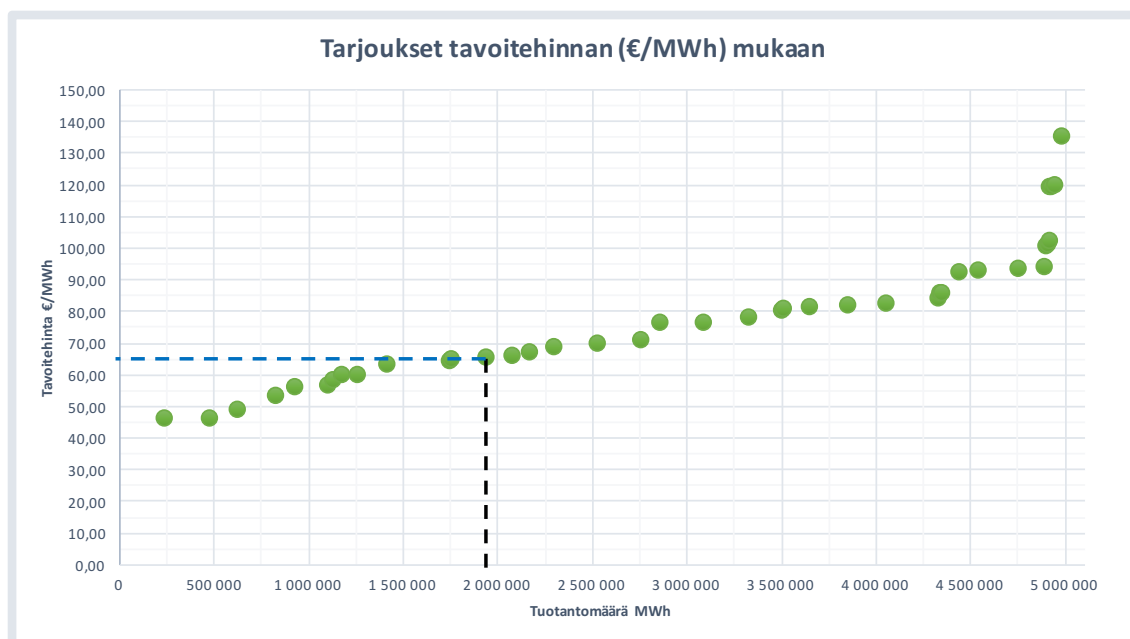
Excel-malliin on asetettu tietyille tuotantomuodoille (pienvesivoima ja muut) piikkiteho-ominaisuus. Tavoitteeksi asetetaan vähintään 20 %:n piikkitehon osuus uudesta tuotannosta. Edellä kuvatussa *tapaus 1:ssä* tarjouskilpailun perusteella tulisi 10 % piikkitehotuotantoa. Yli 20 %:n osuus saavutetaan vasta 92,01 €/MWh tavoitehinnalla eli noin 23,5 €/MWh alkuperäistä kalliimmalla tavoitehinnalla. Alla olevassa Kuviossa tarjoukset on järjestetty uudelleen siten, että tavoite 20 %: piikkitehosta täyttyy. Kuviossa mustalla pystyakselilla on esitetty tuotantomäärää, punaisella vaakakatkoviivalla viimeisen voittaneen tarjouksen tavoitehintaa ja sinisellä katkoviivalla merkitty normaalitapauksen viimeinen voittava tarjoushintaa.



Kuvio 24. Tapaus 1 – Tarjoukset tavoitehinnan mukaan (piikkiteho 1)

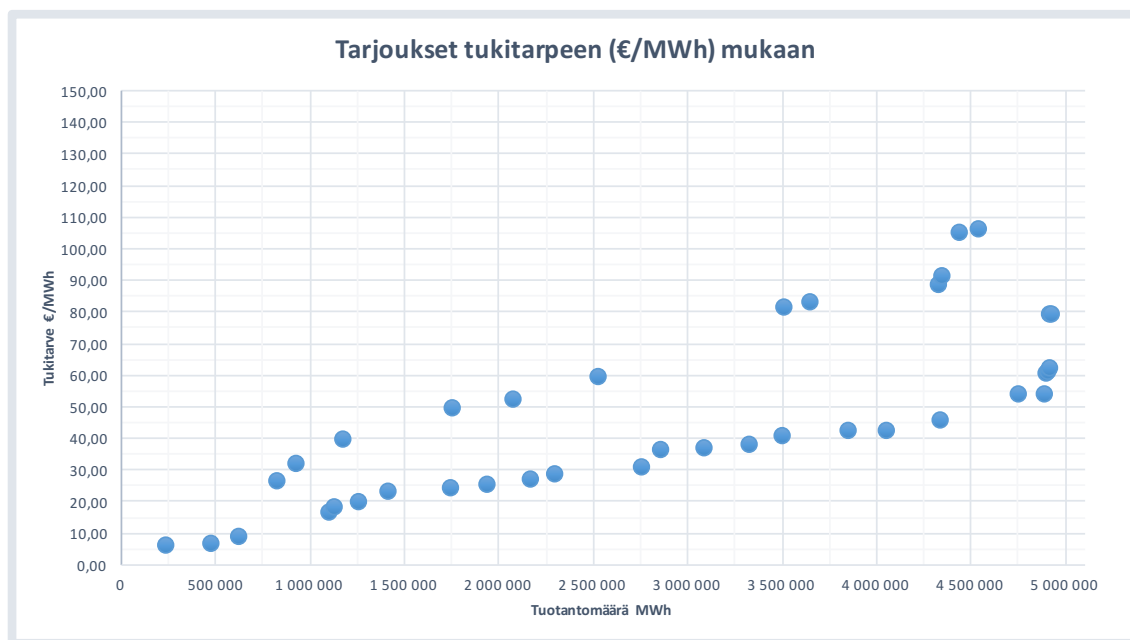
Piikkiteho-ominaisuuden lisääminen ei muuta parhaimpia tarjouksia, mutta viimeisimmät tarjoukset kallistuvat. Viimeinen tarjous, joka vielä alittaa kumulatiivisen 2 TWh:n tavoitteen ja saavuttaisi 20 %:n piikkitehon tavoitteen on 92,01 €/MWh. Tukea tarvittaisiin siten 52,01 €/MWh. Yhteensä 13 tarjousta hyväksytään ja niiden kokonaistuotantomäärä on 1 898 317 MWh vuodessa. Keskimääräinen tukimäärä tälle tuotantomäärälle on 20,63 €/MWh eli 2,16 €/MWh enemmän kuin normaalitapauksessa. Normaalitapaukseen verrattuna tulos maksaisi valtiolle 2,3 miljoonaa euroa vuodessa ja 27,8 miljoonaa euroa 12 vuoden aikana enemmän.

Piikkiteholle voidaan myös antaa etusija siten, että sen tukitarve puolitetaan kertoimella tarjouskilpailussa. Nyt viimeiseksi voittaneeksi tarjoukseksi tulee 65,42 €/MWh (ks. kuvio alla). Tätä edeltää kuitenkin 4 piikkitehotarjousta, joissa tukitarve on puolitettu. Yhteensä tuotantoa tulisi tässä 1 938 627 MWh vuodessa, josta 18 % olisi piikkitehotuotantoa.



Kuvio 25. Tapaus 1 – Tarjoukset tavoitehinnan mukaan (piikkiteho 2)

Tukimäärä maksettaisiin kuitenkin esitetyn tukitarpeen mukaan. Alla olevassa kuviosta nähdään, kuinka tarjoukset todellisen tukitarpeen mukaan määrittyvät. Piikkitehotuotanto saa tässä mallissa merkittävää lisäetua.



Kuvio 26. Tapaus 1 – Tarjoukset tukitarpeen mukaan (piikkiteho 2)

Keskimääräinen tuki (18,75 €/MWh) on kuitenkin vain vähän normaalitapausta korkeampi. Erotus on 0,27 €/MWh. Koska tuotantomäärä tässä on 56 119 MWh vähemmän normaalitapaukseen verrattuna, niin tukimäärä vuodessa jää noin 0,5

miljoonaa euroa vähäisemmäksi. 12 vuoden aikana tämä tarkoittaa noin 6,2 miljoonaa euroa vähemmän tukea. Tulokseen vaikuttaa myös se, että piikkitehokertoimen lisääminen toi lisää piikkitehotuotantoa vain kahdeksan prosenttiyksikköä.

Kertoimella on erittäin suuri vaikutus tarjouskilpailun lopputulokseen ja sen määrittäminen on erittäin haastavaa. Piikkitehotuotannon arvottaminen suhteessa vaihtelevaan tuotantoon on hyvin monimutkaista. Yhtenä arvottamisen perusteena voitaisiin hyödyntää niin sanottua tehoreservijärjestelmää (ks. sivu 27). Järjestelmä on luotu tehopulatilanteita varten. Siten, jos tarjouskilpailuun perustuva tukiohjelma lisäisi piikkitehotuotantoa tai muuten säädettävissä olevaa tuotantoa, vähentäisi se tehoreservin määrän tarvetta. Tämä vähentäisi kyseisellä sektorilla valtion menoja.

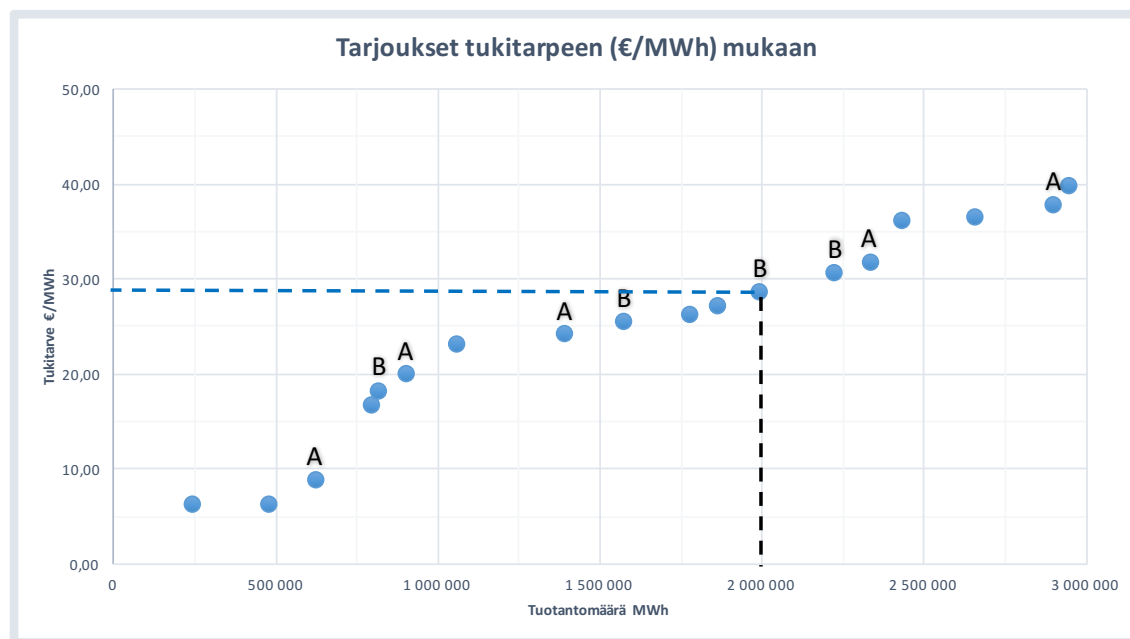
Molemmilla tavoilla voitaisiin antaa etusija piikkitehotuotannolle. Ensimmäisen vaihtoehdon etuna on, että tavoiteltava osuus saavutetaan varmuudella. Heikkoutena on kuitenkin se, että hinta saattaa nousta odottamattoman korkealle. Toisen menetelmän etuna on se, että se ottaisi edelleen hyvin huomioon kustannustehokkuuden ja kalliin piikkitehon tapauksessa järjestelmä joustaisi. Jos piikkitehon arvo suhteessa muuhun tuotantoon pystytään arvioimaan tarkasti ja siten määrittämään oikea kerroin, on tämä menetelmä parempi. Tällainen lisäominaisuus kuitenkin monimutkaistaa merkittävästi tarjouskilpailujärjestelmää ja hankkeet eivät toteutuisi enää puhtaasti kustannustehokkuusjärjestyksessä. Myös viimeisen voittavan tarjouksen arviointi hankaloituisi.

### **Usean hankkeen tarjoukset**

Mallilla on pyritty arvioimaan myös tilannetta, jossa yksittäisillä yrityksillä on useampia hankkeita, joilla ne voivat osallistua tarjouskilpailuun. Käytännössä tämä tarkoittaa suurempia yrityksiä, joilla on resursseja valmistella useita kustannustehokkaita hankkeita samanaikaisesti. Tarkastelu on kuitenkin hyvin teoreettinen ja lopputulos riippuu paljolti lähtöoletuksista. Mallissa eri hankkeet on jaettu yrityksille siten, että yrityksillä A-C on useampia hankkeita ja muilla enintään kaksi hanketta. Tarkoituksena on simuloida tilannetta, jossa yksittäisillä suuremmilla yrityksillä voisi olla mahdollisuus markkina-asemallaan vaikuttaa tarjouskilpailun lopputulokseen. Nyt tarkasteltavassa mallissa yrityksillä A-C olisi mahdollisuus vaikuttaa lopputulokseen strategisilla tarjouksilla. Sen lisäksi, että tavoitteena on yksittäisillä hankkeilla voittaa tarjouskilpailu, niin nämä yritykset voivat pyrkiä optimoimaan lopputulosta useammalla hankkeella. Tavoitteena voi olla mahdollisimman monen hankkeen saaminen tuen piiriin tai ääritilanteessa pyrkiä sulkemaan muut hankkeet tuen ulkopuolelle ja näin kasvattaa omaa markkina-asemaa. Muilla yrityksillä kyse on lähinnä yksittäisistä hankkeista. Siten näiden yritysten tavoitteena on voittaa tarjouskilpailu ja saada mahdollisimman paljon tukea hankekohtaisesti.



*Tapauksessa 1* voittavia tarjouksia oli alun perin yhteensä 12 ja niitä tekee yhteensä 8 yritystä. Tarjoukset on kuvattu alla olevassa kuviossa. Yritykset A ja B voittavat molemmat kolmella eri hankkeella. Yrityksen A voittavien tarjousten osuus kokonaistuotannosta on noin 28 % ja yrityksen B noin 17 %. Siten kumpikaan ei kasvata merkittävästi markkinaosuuttaan<sup>18</sup> ja tuettava tuotantomäärä jakaantuu useille yrityksille.



Kuvio 27. Tarjoukset tukitarpeen mukaan (markkina-asema)

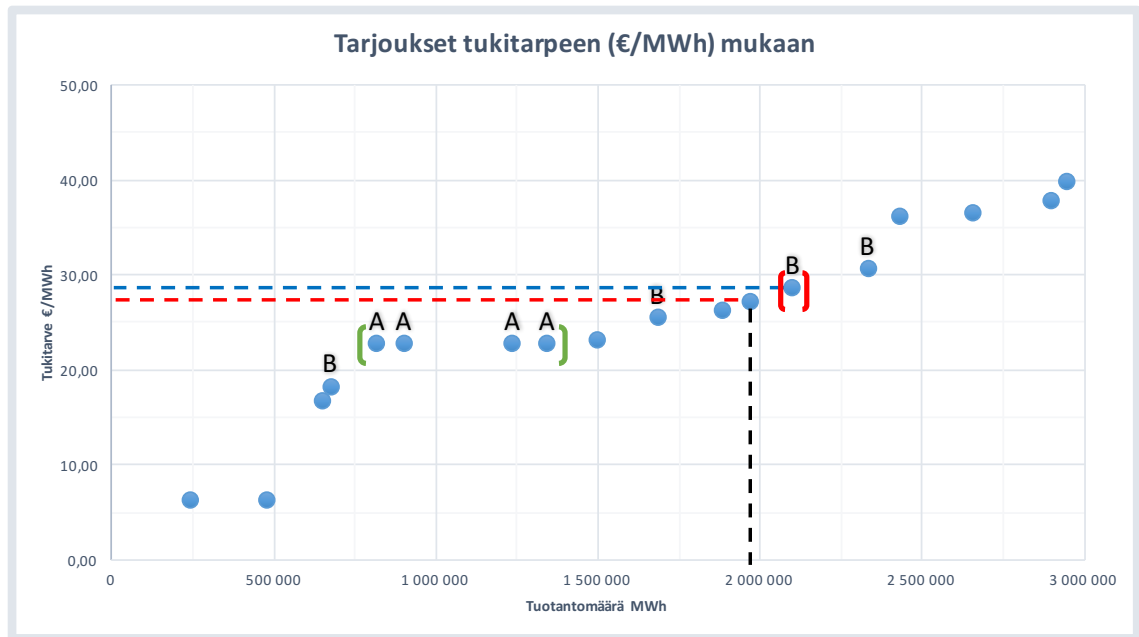
Näillä yrityksillä on kuitenkin ensimmäiset häviävät tarjoukset. Yrityksen B ensimmäinen häviävä tarjous on 2,05 €/MWh kalliimpi kuin viimeinen voittava tarjous ja yrityksen A ensimmäinen häviävä tarjous 3,21 €/MWh kalliimpi kuin viimeinen voittava tarjous. Samalla yrityksen A paras tarjous alittaa viimeisen voittavan tarjouksen 19,75 €/MWh:lla. Yrityksen B paras tarjous alittaa viimeisen voittavan tarjouksen 10,38 €/MWh:lla. Tosin viimeinen voittava tarjous on nimenomaan yrityksen B tarjous. Alla olevassa taulukossa on esitetty, miten voittaneet hankkeet jakautuvat eri yritysten välillä, osuus kokonaistuotantomäärästä, keskimääräinen tavoitehinta ja tuki sekä tukimäärä vuodessa.

<sup>18</sup> Markkinaosuuden kasvattamisen suuruus riippuu tarkasteltavien markkinoiden koosta. Jos tarkasteltavana on Pohjoismaiset sähkömarkkinat, ei 2 TWh:n kokonaismäärällä ole juurikaan merkitystä markkina-asemiin. Jos katsotaan ainoastaan tuulivoimaa, niin merkitys on suurempi.

Taulukko 10. Markkinaosuustarkastelu

Markkinaosuus						
Yritys	Hankemäärä	Tuotantomäärä	Osuus	K.a. tavoitehint	K.a. tuki	Tukimäärä/v
A	3	557 702	28 %	59,57	19,57	10 911 586
B	3	339 290	17 %	66,11	26,11	8 859 825
G	1	86 130	4 %	67,10	27,10	2 334 342
H	1	238 418	12 %	46,27	6,27	1 494 843
I	1	155 980	8 %	63,13	23,13	3 608 456
K	1	173 094	9 %	56,65	16,65	2 882 450
L	1	243 580	12 %	46,16	6,16	1 501 082
V	1	200 552	10 %	66,23	26,23	5 260 742
<b>Yhteensä</b>	<b>12</b>	<b>1 994 746</b>	<b>100 %</b>	<b>58,48</b>	<b>18,48</b>	<b>36 853 327</b>

Yritys A voi nyt nostaa kustannustehokkaimpien hankkeiden tarjouksia siten, että niistä saatava ylimääräinen tuki kompensoi hävinneen tarjouksen tarvitsemaa tukisummaa. Eli yritykselle A riittää, jos se saa keskimäärin neljästä hankkeesta riittävän tukimäärän. Tällainen keskimääräinen tavoitehintataso olisi 62,61 €/MWh. Jos yritys A tietää, että tämä keskimääräinen tukitarve jää alle viimeisen voittavan tarjouksen, se voi tarjota neljästä hankkeestaan keskimäärin tämän tukitason verran. Tällöin se saisi edelliseen tilanteeseen nähden yhden hankkeen enemmän tuen piiriin. Alla olevassa kuviossa on kuvattu uusi tilanne, jossa neljän yksittäisen tarjouksen sijaan, yritys A tarjoaa kaikista neljästä hankkeesta tukitason, jonka se keskimäärin näiltä neljältä hankkeelta tarvitsee hankkeiden olevan riittävän kannattavia. Tällä keinolla yritys A voi alentaa neljännen tarjouksen alle viimeisen voittavan tarjouksen. Samalla aikaisemmin viimeisenä voittavana tarjouksena ollut yrityksen B kolmas tarjous muuttuu nyt ensimmäiseksi hävinneeksi tarjoukseksi.



Kuvio 28: Tarjoukset tukimäärän mukaan (markkina-asema uusi tilanne).

Tämä nostaisi yrityksen A osuuden kokonaistuotantomäärästä 28 %:sta 34 %:iin. Uusi tilanne on kuvattu alla olevassa taulukossa. Merkittävin muutos on, että nyt yritys A saisi tuen neljälle hankkeelle kolmen sijasta ja yritys B kahdelle kolmen sijasta.

Taulukko 11. Markkinaosuustarkastelu (uusi tilanne)

Uusi tilanne						
Yritys	Hankemäärä	Tuotantomäärä	Osuus	K.a. tavoitehint	K.a. tuki	Tukimäärä/v
A	4	665 867	34 %	62,61	22,61	15 058 258
B	2	209 000	11 %	64,59	24,59	5 139 310
G	1	86 130	4 %	67,10	27,10	2 334 342
H	1	238 418	12 %	46,27	6,27	1 494 843
I	1	155 980	8 %	63,13	23,13	3 608 456
K	1	173 094	9 %	56,65	16,65	2 882 450
L	1	243 580	12 %	46,16	6,16	1 501 082
V	1	200 552	10 %	66,23	26,23	5 260 742
<b>Yhteensä</b>	<b>12</b>	<b>1 972 621</b>	<b>100 %</b>	<b>58,90</b>	<b>18,90</b>	<b>37 279 483</b>

Samalla korkein voittava tarjous alenisi hieman, mutta keskimääräinen tarjous nousisi 0,42 €/MWh. Tukimäärässä tämä tarkoittaisi noin 0,4 miljoonaa euroa vuodessa enemmän. Tosin hankkeiden eri koosta johtuen tuotantomäärä pienenee noin 32 000 MWh:lla, joten tämä huomioiden erotus olisi hieman suurempi. Se, kannattaako yrityksen ryhtyä tällaisiin toimenpiteisiin, riippuu paljon siitä, kuinka tarkkaan yritys osaa arvioida muiden tarjoukset. Lisäksi käyttäytyminen riippuu siitä, millaisia tavoitteita yrityksellä on. Edellä kuvatussa tilanteessa yrityksellä on tavoitteena joko saada mahdollisimman monta hanketta tuen piiriin, jotta näihin liittyvät uponneet kustannukset (esim. suunnittelu, luvat, jne.) saadaan katettua tai se pyrkii aggressiivisesti lisäämään

markkinaosuuttaan. Jos tavoitteena on puhtaasti mahdollisimman suuren voiton tavoittelu, yritykselle voi olla kannattavampaa maksimoida voittoa hankekohtaisesti ja maksaa tästä voitosta muihin hankkeisiin liittyvät uponneet kustannukset.

Edellä kuvattu tilanne on tehty tarjoushintamallissa. Tilanne on eri, jos käytetään selvityshintaan perustuvaa järjestelmää. Tällöin yrityksen kannattaa parhaista hankkeista tarjota edelleen kustannuksiin perustuvaa tukimäärää, koska se saa joka tapauksessa viimeisen voittavan tarjouksen mukaisen tukimäärän. Lisäksi näiden tulosta jäisi mahdollisesti riittävästi kompensoitavaa häviäville tarjouksille. Jos yritys päättäisi ryhtyä tällaiseen, niin selvityshinta alenisi. Tämä tarkoittaisi kaikille hankkeille pienempää tukimäärää ja siten valtio maksaisi kokonaisuudessaan vähemmän tukea.

Kuten edellä teoriaosiossa on kuvattu, niin kovan kilpailun oloissa tällainen strateginen käyttäytyminen on kuitenkin vähäisempää ja yksittäiset yritykset eivät voi merkittävästi ohjailla koko tarjouskilpailun lopputulosta.

### **Kattohinta**

Jos tarkoituksena on järjestää useampi tarjouskilpailukierros, näiden tarjouskilpailujen välinen jousto voi tehostaa lopputulosta. Esimerkiksi sen sijaan, että tarjouskilpailun kohteena oleva kokonaistuotantomäärä asetetaan kiinteäksi, niin tämä voi joustaa eri tarjouskilpailujen välillä ja asetettu tavoite voi joustaa. Jousto voi perustua edellä kuvattuun piikkitehotuotantoon siten, että jonkin tietyn minimitavoitteen jälkeen lisätuotantoa otetaan vain, jos esimerkiksi tuotannosta tavoiteltu prosenttiosuus sisältää piikkitehotuotantoa.

Toisena mahdollisuutena on tavoiteltavan minimimäärän jälkeen hyväksyä vain tarjoukset, joiden hinnannousu edelliseen tarjoukseen tai halvimpaan tarjoukseen on riittävän alhainen. Tarjousten noustessa liikaa, kustannustehokkuus kärsisi ja voi olla kokonaisuuden kannalta halvempaa valtiolle siirtää osa tuotantotavoitteesta seuraavalle tarjouskilpailukierrokselle. Tällöin mahdollisesti uusia ja entistä kustannustehokkaampia hankkeita on ehditty valmistelemaan riittävän kypsiksi. Suuret hinnannousut voivat myös johtua vähäisestä kilpailusta.

*Tapaus 1:ssä* on ainoastaan yksi suuri hinnannousu (ks. kuvio 10), jossa hinta nousee tarjousten välillä 7,85 €/MWh (89%). Tämä on kuitenkin jo neljäs tarjous ja tarjouksen jälkeen kumulatiivinen tuotantomäärä on vielä alle 0,8 TWh:n. Myös *tapaus 2:ssa* ainoa merkittävä hinnannousu (220 %) tapahtuu jo ensimmäisten tarjousten aikana. Sen sijaan *tapaus 3:ssa* 12,21 €/MWh:n (47 %) hinnannousu nähdään, kun tuotantomäärä tarjouskilpailun piirissä on jo yli 1,7 TWh. Siten tämä tarjous voitaisiin hylätä ja siirtää jäljelle jäänyt tuotantomäärä seuraavalle tarjouskilpailukierrokselle. *Tapaus 4:ssä* ja *tapaus 5:ssä* molemmissa tarjousten välinen hintaero jää alle 5 €/MWh.

Kuten edellä olevista esimerkeistä nähdään. Prosentuaalinen muutos ei ole hyvä mittari sellaisenaan, sillä prosentuaalinen muutos pienenee tukitarpeen noustessa.

Lisäksi, jos ensimmäinen tarjous on 0 €/MWh tai muutoin erittäin alhainen, niin prosentuaalisesti seuraava tarjous on joka tapauksessa erittäin korkea. Parempi olisikin hyödyntää tarjousten keskiarvoja tai euromääraistä erotusta.

Edellä kuvatut joustavuutta ja kustannustehokkuutta varmistavat ominaisuudet järjestelmässä lisäävät kuitenkin epävarmuutta ja siten voivat lisätä hankkeiden riskitasoa ja kustannuksia. Monimutkaisuus karsii myös tarjoajien määrää. Erityisesti pienten yritysten ja hankkeiden määrä vähenisi.

Myös tuotantoajalle voidaan asettaa kattohinta. Tavoitehintajärjestelmä sisältää jo itsessään mekanismin, jolloin tukea ei makseta, kun sähkön markkinahinta ylittää tavoitehinnan. Kiinteän tuen järjestelmässä tällaista mekanismia ei ole ja kaikilta tuotantotunneilta maksetaan saman suuruinen tuki. Jonkinlainen kattohinta tulee kyseeseen lähinnä siinä tapauksessa, että halutaan rajoittaa tuen maksua silloin kun sähkön markkinahinta on selvästi riittävä hankkeen kannattavuuden kannalta. Tällainen kattohinta olisi epäedullinen etenkin sellaisille laitoksille, jotka voivat säätää tuotantoaan. Tällöin tarkoituksena voi nimenomaan olla tuottaa pääsääntöisesti silloin kun sähkön hinta on korkealla. Tuen leikkaaminen tällaisilta tunneilta nostaisi näiden laitosten tarjouksia ja vähentäisi kannustimia tuottaa sähköä, kun kysyntä on korkeinta. Lisäksi viime aikoina sähkön markkinahinnan volatilitetti eli vaihtelu on ollut melko vähäistä. Esimerkiksi vuonna 2017 sellaisia tunteja, jolloin sähkön markkinahinta ylitti 100€/MWh on ollut vain kolmetoista (Nord Pool Spot 2017). Näiden tuntien ajalta tuen leikkaaminen ei toisi merkittäviä säästöjä. Ominaisuuden lisäämisestä aiheutuvat hallinnolliset kustannukset sekä tarjouskilpailun monimutkaistumisesta aiheutuvat haitat todennäköisesti ylittäisivät ominaisuudesta saatavat hyödyt.

## 6 JOHTOPÄÄTÖKSET

Tarjouskilpailulla voidaan merkittävästi tehostaa uusiutuvan energian tuotantotukijärjestelmiä. Tarjouskilpailujen hyödyntäminen onkin yleistynyt viime vuosina nopeasti. Erilaiset tarjouskilpailuun liittyvät valinnat vaikuttavat kuitenkin merkittävästi siihen, kuinka kustannustehokas järjestelmästä tulee. Tutkielman tarkoituksena oli mallintaa simulaatiomallin avulla erilaisia valintoja ja arvioida niiden vaikutuksia kustannustehokkuuteen. Kaksi olennaisinta vertailua tutkielmassa on tehty tavoitehintajärjestelmän ja kiinteän premion välillä sekä tarjoushintamallin ja selvityshintamallin välillä. Muita tarkasteltuja asioita olivat eräänlaisen joustavan teknologiakorin luominen piikkitehotuotannolle, useamman tarjouksen yritykset ja suurien hinnannousujen välttäminen. Tutkielmassa on myös havainnollistettu ja todettu kirjallisuuskatsauksessa korostettu kilpailun merkitys lopputulokseen.

Vain todellisilla tarjouskilpailuilla pystytään seuraamaan ja arvioimaan erilaisten valintojen seurauksia. Teoreettisilla malleilla voidaan arvioida vain osaa tarjouskilpailuun liittyvistä valinnoista ja tällöinkin joudutaan tekemään vahvoja oletuksia esimerkiksi toimijoiden tarjouskäyttäytymisestä. Tässä tutkielmassa tehdyllä simulaatiomallilla pystytään kuitenkin arvioimaan, millaisia vaikutuksia erilaisilla ominaisuuksilla tarjouskilpailun lopputulokseen on. Yksittäisiä summia tai erotuksia ei ole syytä arvioida sellaisinaan tarkasti, mutta malli havainnollistaa hyvin erilaisten valintojen seurauksia ja menojen kokoluokkia.

Olennainen tutkielman johtopäätös on, että tavoitehintajärjestelmä näyttäisi tulevan tarjouskilpailussa kiinteän premion järjestelmää halvemmaksi valtiolle. Tämä johtuu siitä, että kiinteän premion järjestelmä sisältää korkeamman riskin tuottajille, mikä näkyy korkeampina tarjouksina. Lisäksi simulaatiosta nähdään, että kiinteän premion järjestelmässä hankekehittäjien arviolla sähkön markkinahinnasta on erittäin suuri merkitys lopputulokseen. Tavoitehintajärjestelmä näyttäisi myös johtavan tehokkaimpaan lopputulokseen siitä näkökulmasta, että kustannustehokkaimmat hankkeet voittavat ja siten ne myös toteutetaan kustannustehokkuusjärjestyksessä. Olennainen ero mallien välillä on, että kiinteän premion järjestelmässä tarjouksen tekijät joutuvat arvioimaan sähkön markkinahinnan kehitystä ja ottamaan tämän huomioon tarjouksissaan. Kärjistäen voidaan todeta, että kovan kilpailun oloissa voittavat ne hankkeet, jotka ovat eniten yliarvioineet sähkön markkinahinnan kehityksen. Tavoitehintajärjestelmä ottaa tukimäärässä myös paremmin huomioon markkinoilla tapahtuvat yllättävät muutokset. Esimerkiksi sähkön markkinahinnan noustessa odotettua korkeammalle tasolle, tavoitehintajärjestelmä joustaa siten, että valtio maksaa tällöin vähemmän tukea. Kiinteän premion järjestelmässä tukimäärä pysyy vakiona markkinahinnasta riippumatta.

Kiinteän preemion järjestelmä kannustaa kuitenkin yrityksiä tavoitehintajärjestelmää paremmin optimoimaan tuotantoaan ja näin tuotanto heijastaa paremmin markkinasignaaleja. Asian merkitys on suuri silloin, kun tuotanto on säädettävissä. Jos tuotannon muuttuvat kustannukset ovat alhaiset, niin sähköä kannattaa tuottaa käytännössä aina sähkön markkinahinnasta tai tuesta riippumatta. Siten kiinteän preemion mallin hyöty on suurempi silloin, kun tarjouskilpailun piirissä oleva tuotanto on säädettävissä.

Simulaation perusteella näyttäisi myös siltä, että tarjoushintaan perustuva malli tulee selvityshintamallia edullisemmaksi. Jos tarjoukset tehdään totuudenmukaisesti eli kustannusperusteisesti, tarjoushintamalli tulee aina selvityshintamallia halvemmaksi<sup>19</sup>. Lopputulos riippuu kuitenkin paljon siitä, millainen kilpailutilanne on, kuinka tarkkaan tarjouskilpailuun osallistuvat tietävät tai osaavat arvioida toistensa tarjoukset ja millaisia hankkeita tarjouskilpailuun osallistuu. Jos kilpailu on kovaa ja hankkeet ovat samankaltaisia, niin tarjoukset annetaan todennäköisesti lähelle totuudenmukaisia tarjouksia. Jos sen sijaan esimerkiksi hankkeiden kustannusrakenteiden erosta johtuen tarjousten väliset erot ovat suuria ja voittajat pystyvät arvioimaan viimeisen voittavan tarjouksen tason, niin tarjouksia ei todennäköisesti tehdä totuudenmukaisesti ja erotus kahden mallin välillä pienenee. Mallin oletuksena on, että viimeisen voittavan tarjouksen tekijällä ei pitäisi olla kannustimia tehdä muuta kuin totuudenmukainen tarjous. Tarjoamalla tämän tason alle, sen hanke ei olisi kannattava ja toisaalta totuudenmukaisen tarjouksen ylittävissä tarjouksissa riski tarjouskilpailun häviämislle nousisi merkittävästi. Siten niin pitkään kun tämän viimeisen voittavan tarjouksen taso on sama molemmissa malleissa, tarjoushintamalli tulee aina halvemmaksi.

Mallilla pyrittiin myös arvioimaan sellaista tarjouskilpailujärjestelmää, jossa tietynlaiselle tuotannolle halutaan antaa etusija. Tällaista voisi olla esimerkiksi mallissa esitelty niin sanottu piikkitehotuotanto. Tällä tarkoitetaan sellaista tuotantoa, mikä on varmuudella käytettävissä sellaisina aikoina, kun sähkön kysyntä on korkeimmillaan. Mallissa esiteltiin kaksi erilaista vaihtoehtoa tämän ominaisuuden lisäämiseksi.

Ensimmäisessä vaihtoehdossa hyväksytään aina jokin vähimmäismäärä tällaiselle tuotannolle. Jos mallissa käytetty 20 % ei täyty viimeiseen voittavaan tarjoukseen mennessä, tarjouksia järjestellään uudelleen siten, että viimeisiä voittavia tarjouksia korvataan parhaimmilla hävinneillä piikkitehotuotantoon liittyvillä tarjouksilla. Mallin etuna on, että tavoite saavutetaan aina varmuudella. Heikkoutena on kuitenkin se, että tarjoukset saattavat nousta merkittävästikin ja siten järjestelmän kustannustehokkuus heikkenee.

Toisena vaihtoehtona on käytetty kerrointa piikkitehotuotantoon liittyville tarjouksille, jolloin ne menestyvät tarjouskilpailussa paremmin. Tuki maksettaisiin kuitenkin

<sup>19</sup> Edellyttäen kuitenkin, että voittavia tarjouksia on vähintään kaksi ja tarjousten välillä on eroa.

varsinaisen tarjouksen perusteella. Tässä mallissa etuna on, että tarjouskilpailu pysyisi edelleen melko kustannustehokkaana, eivätkä kustannukset nousisi hallitsemattomasti. Heikkoutena on se, että tavoitteen saavuttaminen on epävarmempaa. Tällaisessa mallissa voi käydä niin, ettei piikkitehotuotantoa tule ollenkaan voittavien tarjousten joukkoon. Molempien mallien haasteena on lisäksi näiden parametrien ja tavoitteiden asettaminen. Ensimmäisessä vaihtoehdossa tulee arvioida, mikä on tavoitteen kannalta vähimmäismäärä. Toisessa vaihtoehdossa taas kertoimen määrittäminen on erittäin hankalaa.

Mallilla pyrittiin myös kuvaamaan sellaista tilannetta, jossa yksittäisillä tarjouskilpailuun osallistuvilla toimijoilla olisi mahdollisuus jättää useampi tarjous ja pyrkiä optimoimaan useampaa tarjousta kerrallaan. Tällaisessa tapauksessa yritys voisi pyrkiä nostamaan voittavia tarjouksia ja ylimääräisellä tuella kompensoida ensimmäisten häviävien hankkeiden tarjouksia. Jos yritys päätyy tarjoamaan esimerkiksi näiden keskiarvona, niin häviävien tarjousten sisällyttäminen tällaiseen isompaan ryhmätarjoukseen heikentää voittavien tarjousten mahdollisuuksia ja kasvattaa riskiä sille, että tarjouskilpailu hävitään. Lisäksi yritykselle voi olla kannattavampaa pyrkiä optimoimaan yksittäisten hankkeiden tulovirtoja. Jos esimerkiksi tiedetään, että tarjouskilpailuja järjestetään vain yksi, yksittäisillä yrityksillä voi olla halu kasvattaa markkinaosuuttaan tai muutoin vallata markkinoita. Jos voittavia hankkeita on vain muutamia, tällaisessa tapauksessa osaaminen saattaa keskittyä ja siten myös tulevaisuudessa näihin teknologioihin liittyvät hankkeet saattavat keskittyä vain tietyille yrityksille. Mahdolliseen markkinavoiman käyttöön liittyvä ongelma korostuu tilanteissa, joissa kilpailua on vähän. Siten, jos tarjouskilpailun järjestäjä odottaa kilpailun olevan kovaa, on markkinavoimien käytön vaikutus todennäköisesti vähäinen. Yksi mahdollinen ongelma on, että ottaen huomioon tarjouskilpailun kohteena oleva melko vähäinen tuotantomäärä, yksittäinen yritys voisi teoriassa ostaa kustannustehokkaimmat hankkeet ennen tarjouskilpailua ja siten hallita tarjouskilpailua ja sen lopputulosta.

Lisäksi tutkielmassa arvioitiin ominaisuutta, jolla voitaisiin rajoittaa tarjouskilpailua siinä tapauksessa, että tarjoukset nousevat merkittävästi ja siten sen kustannustehokkuus kärsisi. Simulaatiomalli oli rakennettu siten, että suuresta hankemäärästä, kovasta kilpailusta ja melko samankaltaisista hankkeista johtuen hankkeiden tarjoukset eivät olleet kovin kaukana toisistaan. Siten merkittäviä nousuja voittavien tarjousten välillä ei tullut. Jos jonkinlainen yläraja haluttaisiin tarjouskilpailuun asettaa kustannustehokkuussyistä, tämä olisi todennäköisesti parempi määrittää muiden tarjousten pohjalta, kuin etukäteen viranomaisten toimesta. Tarjouskilpailun yhtenä merkittävänä etuna on nimenomaan se, ettei viranomaisten tarvitse tietää hankkeiden kustannuksia tarkkaan ja asettaa erilaisia tukitasoja. Tällainen yläraja voitaisiin asettaa



esimerkiksi euomääräisenä verrattuna joko parhaimpaan tai keskiarvoiseen voittavaan tarjoukseen nähden. Tällöin raja määräytyisi tarjouskilpailun perusteella, eikä sitä tarvitsisi määrittää etukäteen.

Simulaatiomallin tulokset vastaavat hyvin aikaisemmissa tutkimuksissa ja selvityksissä tehtyjä johtopäätöksiä. Työssä on tehty useita yksinkertaistuksia ja esimerkiksi tukikelpoisten kohteiden rajaaminen tiettyihin teknologioihin vaikuttaa merkittävästi lopputulokseen. Mielenkiintoisia jatkotutkimusaiheita olisivat nyt tehdyn simulaation laajentaminen kaikkiin uusiutuvan energian teknologioihin. Lisäksi mallilla kuvattiin nyt vain esimerkinomaisesti, että tuotetun sähkön arvo voi vaihdella merkittävästikin riippuen siitä, milloin, missä ja miten sähkö on tuotettu. Malli ei esimerkiksi ota huomioon sijainnista tai muista syistä johtuvia jakelu- tai siirtoverkon vahvistamistarpeita ja näihin liittyviä kustannuksia. Lisäksi sellainen sähköntuotanto, joka on käytettävissä suuren kysynnän aikaan, on arvokkaampaa kuin sähköntuotanto, jota ei voida säätää.

Toinen mielenkiintoinen jatkotutkimusaihe olisi tarkastella tarkemmin tarjoajien käyttäytymistä peliteorian avulla. Nyt kehitetyssä mallissa tarjoukset perustuvat puhtaasti laskennallisiin arvoihin ja tiettyjä poikkeustapauksia lukuun ottamatta lähtökohtana on ollut, että tarjoukset ovat totuudenmukaisia eli kustannusperusteisia. Lisäksi tarjoajat on oletettu riskineutraaleiksi. Siten olisi hyödyllistä tutkia vielä tarjoajia erilaisilla riskiprofiileilla ja erilaisilla yritystaustoilla.

## LÄHDELUETTELO

- Acemoglu, D. – Aghion, P – Bursztyn, L – Hemous, D. (2012) The Environment and Directed Technical Change. *The American Economic Review*, Vol. 102, No 1. 131-166.
- Ackermann, T. – Andersson, G. – Söder, L. (2001) Overview of government and market driven programs for the promotion of renewable power generation. *Renewable Energy*, 22, 197-204.
- Amundsen, E. S. – Bergman, L. (2012) Green certificates and market power on the nordic power market. *Energy Journal*, 33, 101–117.
- Arvizu, D. – Balaya, P. – Cabeza, L. – Hollands, T. – Jäger-Waldau A. – Kondo, M. – Konseibo C. – Meleshko, V. – Stein, W. – Tamaura, Y. – Xu, H. – Zilles, R. (2011) *Direct Solar Energy*. In *IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation* [O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlömer, C. von Stechow (eds)], Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.
- Aune, F. R. – Dalen, H. M. – Hagem, C. (2012) Implementing the EU renewable target through green certificate markets. *Energy Economics*, 34, 992-1000.
- Aures (12/2015) *Auctions for Renewable Support in California: Instruments and lessons learnt*. Report D4.1-CAL, December 2015. Authors: Oscar W Fitch-Roy (University of Exeter). Reviewed by: Silvana Tiedemann (Ecofys), Sonja Förster (Ecofys), Lena Kitzing (DTU).
- Aures (12B/2015) *Auctions for Renewable Energy Systems in Germany: Pilot scheme for ground-mounted PV*. Report D4.1-DE, December 2015. Authors: Silvana Tiedemann (Ecofys); With contributions from: Corinna Klessmann (ECOFYS), Fabian Wigand (ECOFYS), Sonja Förster (ECOFYS).
- Aures (3/2016) *Auctions for Renewable Energy Support in the United Kingdom: Instruments and lessons learnt*. Report D4.1-UK, March 2016. Authors: Oscar W Fitch-Roy and Bridget Woodman (University of Exeter) Reviewed by: Sonja Förster (Ecofys).
- Aures (3B/2016) *Auctions for Renewable Energy Support in Portugal: Instruments and lessons learnt*. Report D.4.1-PT, March 2016. Author: Pablo del Río (CSIC); Reviewed by: Sonja Förster (Ecofys), Emilie Skovbjerg Rosenlund Soysal (DTU), Ana Amazo (Ecofys).
- Aures (3C/2016) *Small-scale PV Auctions in France: Instruments and lessons learnt*. Report D4.1-FR, March 2016. Authors: Sonja Förster (Ecofys).
- Aures (3D/2016) *Auctions for Renewable Energy Support in the Netherlands: Instruments and lessons learnt*. Report D4.1-NL, March 2016. Authors: Paul Noothout (Ecofys), Thomas Winkel (Ecofys). With contributions from Sonja Förster (Ecofys). Reviewed by: Emilie Skovbjerg Rosenlund Soysal (DTU) and Fabian Wigand (Ecofys).

- Aures (1/2017) *Auctions for Renewable Energy Support in Mexico: Instruments and lessons learnt*. Report D4.4-MX, July 2017. Authors: Pablo del Río. Reviewed by: Ana Amazo (Ecofys), David Mora (DTU) and Thorsten Chowanietz (Watio Capital S.L.).
- Aures (12/2017) *Auctions for renewable energy support – Taming the beast of competitive bidding*. Report D9.2, December 2017. Final report of the Aures project. David Mora, Lena Kitzing, Emilie Rosenlund Soysal (DTU), Simone Steinhilber (Fraunhofer ISI), Pablo del Río (CSIC), Fabian Wigand, Corinna Klessmann, Silvana Tiedemann, Ana Amazo (Ecofys), Marijke Welisch (TU Wien), Jan Kreiß (Takon), Oscar Fitch Roy, Bridget Woodman (University of Exeter).
- Barker, T., I. – Bashmakov, A. – Alharthi, M. – Amann, L. – Cifuentes, J. – Drexhage, M. Duan, O. – Edenhofer, B. – Flannery, M. – Grubb, M. – Hoogwijk, F. I. – Ibitoye, C. J. – Jepma, W.A. – Pizer, K. Yamaji, (2007) Mitigation from a cross-sectoral perspective. Teoksessa *Climate Change 2007: Mitigation. Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* [B. Metz, O.R. Davidson, P.R. Bosch, R. Dave, L.A. Meyer (eds)], Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.
- Battle, C. (2011) A method for allocating renewable energy source subsidies among final energy consumers. *Energy Policy*, 39, 2586-2595.
- Battle, C. – Pérez-Arriaga, I. J. – Zambrano-Barragan, P. (2012) Regulatory design for RES-E support mechanisms: Learning curves, market structure, and burden-sharing. *Energy Policy*, 41, 212-220.
- Bergek, A. – Jacobsson, S. (2010) Are tradable green certificates a cost-efficient policy driving technical change or a rent-generating machine? Lessons from Sweden 2003-2008. *Energy Policy* 38, 1255-1271.
- Boeters, S. – Koornneef, J (2011) Supply of renewable energy sources and the cost of EU climate policy. *Energy Economics*, 33, 1024-1034.
- Borenstein, S. (2012) The Private and Public Economics of Renewable Electricity Generation, *Journal of Economic Perspectives*, Volume 26, 67–92.
- Buckmann, G. – Sibley, J. – Bourne, R. (2014) The large-scale solar feed-in tariff reverse auction in the Australian Capital Territory, Australia. *Energy Policy*, 72, 14-22.
- Bunn, D. W. – Muñoz, J. I. (2016) Supporting the externality of intermittency in policies for renewable energy. *Energy Policy*, 88, 594-602.
- Butler, L. – Neuhoﬀ, K. (2008) Comparison of feed-in tariff, quota and auction mechanism to support wind power development. *Renewable Energy*, 33, 1854-1867.

- Böhringer, C – Keller, A. – van der Werf, E. (2013) Are green hopes too rosy? Employment and welfare impacts of renewable energy promotion. *Energy Economics*, 36, 277-285.
- Böhringer, C – Rosendahl, K.E. (2011) Greening electricity more than necessary: on the cost implications of overlapping regulation in EU climate policy *J. Appl. Soc. Sci. Stud. Studies/Schmollers Jahrbuch*, 131 (3), 469–492.
- Böhringer, C. – Löschel, A. – Moslener, U. – Rutherford, T.F. (2009) EU climate policy up to 2020: an economic impact assessment. *Energy Economics*, 31, S295–S305
- Cansino, J. M. – Pablo-Romero, M. P. – Roman, R. – Yniguez, R. (2011) Promoting renewable energy sources for heating and cooling in EU-27 countries, *Energy Policy*, 39, 3803-3812.
- Chaturvedi, V. – Clarke, L. – Edmonds, J. – Calvin, K. – Kyle, P. (2014) Capital investment requirements for greenhouse gas emissions mitigation in power generation on near term to century time scales and global to regional spatial scales. *Energy Economics* 46, 267-278.
- Che, Y-K. – Kim, J. (2009) Optimal collusion-proof auctions. *Journal of Economic Theory*, 144, 565-603.
- Clements, A. E. – Hurn, A.S. – Li, Z. (2016) Strategic bidding and rebidding in electricity markets. *Energy Economics*, 59, 24-36.
- Cramton, P. (1998) Applications of Auction Theory: Ascending auctions. *European Economic Review*, 42, 745-756.
- Cozzi, P. (2012) *Assessing Reverse Auctions as a Policy Tool for Renewable Energy Deployment*. May 2012, Number 007. The Center for international environment & resource policy. Tufts University.
- Couture, T. – Gagnon, Y. (2010) An analysis of feed-in tariff remuneration models: Implications for renewable energy investment. *Energy Policy*, 38, 955-965.
- Cropper, M. L. – Oates, W. E. (1992) Environmental Economics: A Survey. *Journal of Economic Literature*. Vol. XXX (June 1992), 675-740.
- Del Río, P. – Linares, P (2014) Back to the future? Rethinking auctions for renewable electricity support. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 35, 42-56.
- Ecofys, Fraunhofer ISI, TU Vienna EEG, Ernst & Young (2011) *Financing Renewable Energy in the European Energy Market*. Ecofys 2011. By order of European Commission, DG Energy.
- Edenhofer, O. – Hirth, L. – Knopf, B. – Pahle, M. – Schlömer, S. – Schmid, E. – Ueckerdt, F. (2013) On the economics of renewable energy sources. *Energy Economics*, 40, S12-S23.

- Edenhofer, O. – Seyboth, K. – Creutzig, F. – Schlömer, S. (2013) On the Sustainability of Renewable Energy Sources. *The Annual Review of Environment and Resources*, 38, 169-200.
- Edge G. (2006) A harsh environment: the non-fossil fuel obligation and the U.K. renewables industry. Mallon K, toimittama. *Renewable energy policy and politics: a guide for decision-making*. London: Earthscan; 2006. 163–84.
- European Union (2009) DIRECTIVE 2009/28/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC. *Official Journal of the European Union*. 5.6.2009.
- European Commission (2011) "Energy Road Map 2050" COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS. COM(2011) 885 Final, 15.11.2011, Brussels.
- European Commission (2014) "Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020" COMMUNICATION FROM THE COMMISSION. Official Journal of the European Union (2014/C 200/01). 28.6.2014.
- European Commission (2016) "Interim Report of the Sectoral Inquiry on Capacity Mechanisms" REPORT FROM THE COMMISSION, SWD(2016) 119 final. C(2016) 2107. 13.4.2016 Brussels.
- European Commission (2017) *Proposal for a DIRECTIVE OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast)*. COM(2016) 767 final/2, 2016/0382(COD), Brussels, 23.2.2017.
- Fingrid (2014) *Tasesähkö*. <http://www.fingrid.fi/fi/sahkomarkkinat/tasesahko/Sivut/default.aspx>. Haettu 8.1.2015.
- Finon, D. – Menanteau, P. (2003) The Static and dynamic efficiency of instruments of promoting renewables. *Energy Studies Reviews*, Vol. 12. No. 1, 53-83.
- Flues, F. – Löschel, A. – Lutz, B. J. – Schenker, O. (2014) Designing an EU energy and climate policy portfolio for 2030: Implications of overlapping regulation under different levels of electricity demand. *Energy Policy*, 75, 91-99.
- Diacore (2016) *The impact of risks in renewable energy investments and the role of smart policies*. Final Report. Fraunhofer ISI, Ecofys. Paul Noothout, David de Jager, Lucie Tesnière, Sascha van Rooijen and Nikolaos Karypidis (Ecofys), Robert Brückmann and Filip Jirouš (eclareon), Barbara Breitschopf (Fraunhofer ISI), Dimitrios Angelopoulos and Haris Doukas (EPU-NTUA), Inga Konstantinavičiūtė (LEI), Gustav Resch (TU Wien). February 2016.

- Gross, R. – Blyth, W. – Heptonstall, P. (2010) Risks, revenues and investment in electricity generation: Why policy needs to look beyond costs. *Energy Economics*, 32, 796-804.
- Haas, R. – Panzer, C. – Resch, G. – Ragwitz, M. – Reece, G. – Held, A. (2011) A historical review of promotion strategies for electricity from renewable energy sources in EU countries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15, 1003-1034.
- Hanimann, R. – Vinterbäck, J. – Mark-Herbert, C. (2015) Consumer behavior in renewable electricity: Can branding in accordance with identity signaling increase demand for renewable electricity and strengthen supplier brands? *Energy Policy*, 78, 11-21.
- Hanley, N. – Shogren, F. – White, B. (2007) *Environmental Economics in Theory and Practice*. Second edition. Palgrave Macmillan. Great Britain.
- Held, A. – Ragwitz, M. – Gephart, M. – de Visser, E. – Klessmann, C. (2013) *Design features of support schemes for renewable electricity*. 27 January 2014. [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2014\\_design\\_features\\_of\\_support\\_schemes.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2014_design_features_of_support_schemes.pdf) Haettu 26.1.2016.
- Iho, A. – Lankoski, J. – Ollikainen, M. – Puustinen, M. – Lehtimäki, J. (2014) Agri-environmental auctions for phosphorus load reduction: experiences from a Finnish pilot. *Australian Journal of Agricultural and Resource Economics*, 58, 205-222.
- IRENA (2017) *Renewable Energy Auctions: Analysing 2016*. IRENA, Abu Dhabi
- Isaac, R. M. – Salmon, T. C. – Zillante, A. (2007) A theory of jump bidding in ascending auctions. *Journal of Economic Behavior & Organization*. Vol. 62, 144-164.
- Jaraite, J. – Kazukauskas, A. (2013) The profitability of electricity generating firms and policies promoting renewable energy. *Energy Economics*, 40, 858-865.
- Joskow P. L. (2011) Comparing the Costs of Intermittent and Dispatchable Electricity Generating Technologies. *American Economic Review: Papers & Proceedings*, 100:3, 238–241.
- Karttunen, V. – Vanhanen, J. – Vehviläinen, I. – Pesola, A. – Oja, L. (2014) *Energiainvestointien alue- ja kansantaloudellinen kannattavuustarkastelu*. Gaia Consulting Oy. 2. uudistettu painos. Sitran selvityksiä 73.
- Khatib, H. (2016) A review of the IEA/NEA Projected Costs of Electricity – 2015 edition. *Energy Policy*, 88, 229-233.
- Klemperer, P. (2002) What really matters in auction design. *Journal of Economic Perspectives*, 16 (1), 169-189.
- Kylili, A. – Fokaides, P. A. (2015) Competitive auction mechanisms for the promotion renewable energy technologies: The case of the 50 MW photovoltaics projects in Cyprus. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 42, 226-233.

- L 26.6.2009/462. *Laki eräiden radiotaajuuksien huutokaupoista.* Valtion säädöstietopankki Finlex. Viitattu 13.3.2016. <http://www.finlex.fi/fi/laki/ajantasa/kumotut/2009/20090462#a2.11.2012-592>
- L 30.12.2010/1396 *Laki uusiutuvilla energialähteillä tuotetun sähkön tuotantotuesta.* Valtion säädöstietopankki Finlex. Viitattu 9.8.2017. <http://www.finlex.fi/fi/laki/ajantasa/2010/20101396>
- L 11.2.2011/117 *Laki sähköntuotannon ja – kulutuksen välistä tasapainoa varmistavasta tehoreservistä.* Valtion säädöstietopankki Finlex. Viitattu 13.3.2016. <http://www.finlex.fi/fi/laki/ajantasa/2011/20110117>
- Latacz-Lohmann, U. – Van der Hamvoort, C. (1997) Auctioning Conservation Contracts: A Theoretical Analysis and an Application. *American Journal of Agricultural Economics* 79 (May 1997), 407-418.
- Lauber, V. – Mez, L. (2004) Three Decades of Renewable Energy Policies in Germany. *Energy & Environment, Vol. 15 no. 4.* 599-623.
- Lesser, J. A., – Su, X. (2008) Design of an economically efficient feed-in tariff structure for renewable energy development. *Energy Policy*, 36, 981-990.
- Liebreich, M. – Young, W. (2005) Financing RE – Risk Management in Financing Renewable Energy Projects. *Refocus, July/August 2005.*
- Lorentziadis, P. L. (2016) Optimal bidding in auctions from a game theory perspective. *European Journal of Operational Research*, 248, 347-371.
- Lucas, H. – Ferroukhi, R – Hawila, D. (2013) *Renewable Energy Auctions in Developing Countries.* IRENA. [http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA\\_Renewable\\_energy\\_auctions\\_in\\_developing\\_countries.pdf](http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Renewable_energy_auctions_in_developing_countries.pdf) Haettu 11.1.2015.
- Mastropietro, P – Battle, C. – Barroso, L.A. – Rodilla, P. (2014) Electricity auctions in South America: Towards convergence of system adequacy and RES-E support. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 40, 375-385.
- Maurer, L.T.A. – Barroso, L.A. (2011) *Electricity Auctions: An Overview of Efficient Practices.* 2011 The International Bank for Reconstruction and Development/The World Bank. Washington.
- Mayr, D. – Schmidt, J. – Schmid, E. (2014) The potentials of a reverse auction in allocating subsidies for cost-effective roof-top photovoltaic system deployment. *Energy Policy*, 69, 555-565.
- McAfee, R.P. – McMillan, J. (1987) Auctions and Bidding. *Journal of Economic Literature.* Vol. XXV, (June 1987), 699-738.
- Mitchell, C. (1995) The renewables NFFO – A review. *Energy Policy*, Vol. 23. No 12., 1077-1091.

- Moriarty, P. – Honnery, D. (2016) Can renewable energy power the future? *Energy Policy*, 93, 3-7.
- Nasdaq OMX (2017) *Nordic Power Products*. <http://www.nasdaqomx.com/commodities/markets/power/nordic-power>. Haettu 26.12.2017.
- Nord Pool Spot (2016a) *Price formation*. <http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/Day-ahead-market-Elspot-/Price-formation/> Haettu 13.3.2016.
- Nord Pool Spot (2016b) *Central to European power integration - Annual Report 2016*. [https://www.nordpoolgroup.com/globalassets/download-center/annual-report/annual-report\\_2016.pdf](https://www.nordpoolgroup.com/globalassets/download-center/annual-report/annual-report_2016.pdf). Haettu 21.1.2018.
- Nord Pool Spot (2017) *Historical Market Data*. <https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-data/> Haettu 7.1.2017.
- OECD (2016) *The Economic Consequences of Outdoor Air Pollution*, OECD Publishing, Paris. <https://www.oecd.org/environment/indicators-modelling-outlooks/Policy-Highlights-Economic-consequences-of-outdoor-air-pollution-web.pdf>. Haettu 7.1.2017.
- Ollikka, K. (2013) Uusiutuvan energiamuotojen tukeminen. *Kansantaloudellinen aikakauskirja*, 109, vsk. – 3/2013.
- Pienvesivoimayhdistys ry (2009) *Pienvesivoimaopas*. <http://pienvesivoimayhdistys.com/wp-content/uploads/2014/05/Pienvesivoimaopas.pdf>. Haettu 27.12.2016
- Pollio, G. (1998) Project finance and international energy development. *Energy Policy*, Vol. 26, No. 9, 687-697.
- Pöyry Management Consulting Oy (2016) EU:n 2030 ilmasto- ja energiapolitiikan linjausten toteutusvaihtoehdot ja Suomen omien energia- ja ilmastotavoitteiden toteutuminen. *Valtioneuvoston selvitys- ja tutkimustoiminnan julkaisusarja 28/2016*. Toukokuu 2016.
- Rathmann, M. – de Jager, D. – de Lovinfosse, I. – Breitschopf, B. – Burgers, J. – Weöres, B. (2011) *Towards triple-A policies: More renewable energy at lower cost*. [http://www.reshaping-res-policy.eu/downloads/Towards-triple-A-policies\\_RE-ShapingD16.pdf](http://www.reshaping-res-policy.eu/downloads/Towards-triple-A-policies_RE-ShapingD16.pdf). Haettu 5.12.2016
- Rego, E. E. (2013) Reserve price: Lessons learned from Brazilian electricity procurement auctions. *Energy Policy*, 60, 217-223.
- Salmela, S. – Varho, V. (2006) Consumers in the green electricity market in Finland. *Energy Policy*, 34, 3669-3683.
- Schröder, A. – Kunz, F. – Meiss, J. – Mendelevitch, R. – von Hirschhausen, C. (2013) *Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050*. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung. Data Documentation 68. [http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw\\_01.c.424566.de/diw\\_datadoc\\_2013-068.pdf](http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.424566.de/diw_datadoc_2013-068.pdf). Haettu 5.12.2016.



- Siddons, C. – Allan, G. – McIntyre, S. (2015) How accurate are forecasts of costs of energy? A methodological contribution. *Energy Policy*, 87, 224-228.
- Sims, R. – Rogner, H. – H., Gregory, K., (2003) Carbon emission and mitigation cost comparisons between fossil fuel, nuclear and renewable energy resources for electricity generation. *Energy Policy* 31, 1315–1326.
- Steinhilber, S – Ragwitz, M – Rathmann, M – Klessmann, C – Noothout, P (2011) *Shaping an effective and efficient European renewable energy market*. October 1, 2011. [https://www.ecofys.com/files/files/re-shaping%20d17\\_report\\_update%202011.pdf](https://www.ecofys.com/files/files/re-shaping%20d17_report_update%202011.pdf). Haettu 26.12.2017.
- Suomen Pankki (2016) *Suomen valtion viitelainojen korot*. [http://www.suomenpankki.fi/fi/tilastot/korot/Pages/tilastot\\_arvopaperimar\\_kkinat\\_velkapaperit\\_viitelainojen\\_korot\\_fi.aspx](http://www.suomenpankki.fi/fi/tilastot/korot/Pages/tilastot_arvopaperimar_kkinat_velkapaperit_viitelainojen_korot_fi.aspx). Haettu 30.12.2016.
- Sun, P. – Nie, P. (2015) A comparative study of feed-in tariff and renewable portfolio standard policy in renewable energy industry. *Renewable Energy*, 74, 255-262.
- Tamás, M.M. – Shrestha, S.O.B. – Zhou, H. (2010) Feed-in tariff and tradable green certificate in oligopoly. *Energy Policy*, 38, 4040-4047.
- Tilastokeskus (2014) ”*Fossiilisten polttoaineiden käyttö kasvoi sähkön ja lämmön tuotannossa vuonna 2013*”. [http://www.tilastokeskus.fi/til/salatuo/2013/salatuo\\_2013\\_2014-10-16\\_tie\\_001\\_fi.html](http://www.tilastokeskus.fi/til/salatuo/2013/salatuo_2013_2014-10-16_tie_001_fi.html). Haettu 25.12.2014.
- Tilastokeskus (2017) *Suomen virallinen tilasto (SVT): Sähkön ja lämmön tuotanto* ISSN=1798-5072. 2016. Helsinki: Tilastokeskus Saantitapa: [http://www.stat.fi/til/salatuo/2016/salatuo\\_2016\\_2017-11-02\\_tie\\_001\\_fi.html](http://www.stat.fi/til/salatuo/2016/salatuo_2016_2017-11-02_tie_001_fi.html). Haettu 21.1.2018.
- Timmons, D. – Harris, J. M. – Roach, B. (2014) *The Economics of Renewable Energy*. Global Development and Environment Institute, Tufts University, Medford, MA 02155.
- Tinbergen J. (1952) *On the Theory of Economic Polic.y* North-Holland Publishing Company, Amsterdam.
- Tulli (2016) ”*Energiatuotteiden ulkomaankauppa*” Kauppa 2016. Tulli tilastointi, Helsinki. <http://tulli.fi/documents/2912305/3436465/Energiatuotteiden+ulkomaankauppa/8559bd7e-bc46-43f9-81dc-35c1518eef14?version=1.1>. Haettu 5.3.2017
- Työ- ja elinkeinoministeriö ”*Merituulivoiman demonstraatiotuki*”. [http://www.tem.fi/energia/energiatuki/merituulivoiman\\_demonstraatiotuki](http://www.tem.fi/energia/energiatuki/merituulivoiman_demonstraatiotuki) Haettu 11.1.2015.
- Työ- ja elinkeinoministeriö (2014a) ”*Energia- ja ilmastotiekartta 2050*” Parlamentaarisen energia- ilmastokomitean mietintö 16. päivänä lokakuussa 2014. Työ- ja elinkeinoministeriön julkaisuja. Energia ja ilmasto. 31/2014.

- Työ- ja elinkeinoministeriö (2014b) ”*TEM tukee kolmen LNG-terminaalin rakentamista 65,2 miljoonalla eurolla*”. [http://tem.fi/artikkeli/-/asset\\_publisher/tem-tukee-kolmen-lng-terminaalin-rakentamista-65-2-miljoonalla-eurolla](http://tem.fi/artikkeli/-/asset_publisher/tem-tukee-kolmen-lng-terminaalin-rakentamista-65-2-miljoonalla-eurolla) .Haettu 26.11.2016
- Työ- ja elinkeinoministeriö (2016a) ”*Balticconnector avaa Suomen kaasumarkkinat*”. [http://tem.fi/artikkeli/-/asset\\_publisher/balticconnector-avaa-suomen-kaasumarkkinat](http://tem.fi/artikkeli/-/asset_publisher/balticconnector-avaa-suomen-kaasumarkkinat) . Haettu 26.11.2016.
- Työ- ja elinkeinoministeriö (2016b) *Uusiutuvan energian tukijärjestelmien kehittämistyöryhmän loppuraportti*. Työ- ja elinkeinoministeriön julkaisuja. Energia ja ilmasto 16/2016. Toukokuu 2016. Verkkojulkaisu.
- Työ- ja elinkeinoministeriö (2017) *Valtioneuvoston selonteko kansallisesta energia- ja ilmastostrategiasta vuoteen 2030*. Työ- ja elinkeinoministeriön julkaisuja, Energia, 4/2017.
- United Nations (2015) *Paris Agreement*.
- Vehviläinen, I. – Bröckl, M. – Hakala, L. – Vanhanen, J. (2012) *Sähkön tukkumarkkinoiden toimivuus Suomessa*. Gaia Consulting Oy. [http://www.gaia.fi/files/862/Gaia -  
\\_Sahkon\\_tukkumarkkinan\\_toimivuus\\_20121221.pdf](http://www.gaia.fi/files/862/Gaia_-_Sahkon_tukkumarkkinan_toimivuus_20121221.pdf) Haettu 7.1.2014.
- Verohallinto (2016) *Energiaverotus*. [https://www.vero.fi/fi-FI/Syventavat\\_veroohjeet/Valmisteverotus/Energiaverotus](https://www.vero.fi/fi-FI/Syventavat_veroohjeet/Valmisteverotus/Energiaverotus) Haettu 7.1.2017
- Vickrey, W. (1961) Counterspeculation, auctions, and competitive sealed tenders. *Journal of Finance*, vol. 16, issue 1,. 8-37.
- VTT (2004) ”*Energia Suomessa - Tekniikka, talous ja ympäristövaikutukset*”. 3. täysin uudistettu painos. VTT. Edita Prima Oy. Helsinki.
- Yildiz, Ö. (2014) Financing renewable energy infrastructures via financial citizen participation – The case of Germany. *Renewable Energy*, 68, 677-685.

# LIITTEET

## LIITE 1

<b>Aurinkosähkö</b>	
	Aures – Cash Flow model, ver1. <a href="http://auresproject.eu/sites/aures.eu/files/media/documents/DCF_model_aures_wp5_ver1.xlsm">http://auresproject.eu/sites/aures.eu/files/media/documents/DCF_model_aures_wp5_ver1.xlsm</a>
	Finsolar – Aurinkoenergiajärjestelmien hintayhteenvedo <a href="http://www.finsolar.net/wp-content/uploads/2015/03/aurinkosc3a4hkc3b6jc3a4rjestelmien_hintayhteenvedo_11032015.pdf">http://www.finsolar.net/wp-content/uploads/2015/03/aurinkosc3a4hkc3b6jc3a4rjestelmien_hintayhteenvedo_11032015.pdf</a>
	Finsolar – Aurinkosähköjärjestelmien hintatasot ja kannattavuus <a href="http://www.finsolar.net/aurinkoenergian-hankintaohjeita/aurinkosahkon-hinnat-ja-kannattavuus/">http://www.finsolar.net/aurinkoenergian-hankintaohjeita/aurinkosahkon-hinnat-ja-kannattavuus/</a>
	IRENA – International Renewable Energy Agency – Renewable Power Generation Costs in 2014, January 2015. <a href="http://www.irena.org/documentdownloads/publications/irena_re_power_costs_2014_report.pdf">http://www.irena.org/documentdownloads/publications/irena_re_power_costs_2014_report.pdf</a>
	IRENA – The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025, June 2015. <a href="http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Power_to_Change_2016.pdf">http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Power_to_Change_2016.pdf</a>
	Fraunhofer ISE - Study: Levelized Cost of Electricity - Renewable Energy Technologies (November 2013) <a href="https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE_LCOE_Renewable_Energy_technologies.pdf">https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE_LCOE_Renewable_Energy_technologies.pdf</a>
	IEA/NEA – Projected Costs of Generating Electricity, 2015 edition. <a href="https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/ElecCost2015.pdf">https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/ElecCost2015.pdf</a>
<b>Tuulivoima</b>	
	Aures – Cash Flow model, ver1. <a href="http://auresproject.eu/sites/aures.eu/files/media/documents/DCF_model_aures_wp5_ver1.xlsm">http://auresproject.eu/sites/aures.eu/files/media/documents/DCF_model_aures_wp5_ver1.xlsm</a>
	Lappeenrannan Teknillinen yliopisto – Sähkön tuotantokustannusvertailu. Vakkilainen, Esa; Kivistö, Aija; Tarjanne, Risto (2012) <a href="https://www.doria.fi/handle/10024/86304">https://www.doria.fi/handle/10024/86304</a>
	IRENA – International Renewable Energy Agency – Renewable Power Generation Costs in 2014, January 2015. <a href="http://www.irena.org/documentdownloads/publications/irena_re_power_costs_2014_report.pdf">http://www.irena.org/documentdownloads/publications/irena_re_power_costs_2014_report.pdf</a>
	IRENA – The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025, June 2015. <a href="http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Power_to_Change_2016.pdf">http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Power_to_Change_2016.pdf</a>
	Fraunhofer ISE - Study: Levelized Cost of Electricity - Renewable Energy Technologies (November 2013) <a href="https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE_LCOE_Renewable_Energy_technologies.pdf">https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE_LCOE_Renewable_Energy_technologies.pdf</a>
	SATU – Tuotanto- ja kompensatiotuen sähköinen asiointijärjestelmä (Energiavirasto) <a href="https://tuotantotuki.emvi.fi/">https://tuotantotuki.emvi.fi/</a>
	IEA/NEA – Projected Costs of Generating Electricity, 2015 edition. <a href="https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/ElecCost2015.pdf">https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/ElecCost2015.pdf</a>
<b>Pienvesivoima</b>	
	IRENA – International Renewable Energy Agency – Renewable Power Generation Costs in 2014, January 2015. <a href="http://www.irena.org/documentdownloads/publications/irena_re_power_costs_2014_report.pdf">http://www.irena.org/documentdownloads/publications/irena_re_power_costs_2014_report.pdf</a>
	IRENA – International Renewable Energy Agency – Hydropower Technology Brief <a href="http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA-ETSAP_Tech_Brief_E06_Hydropower.pdf">http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA-ETSAP_Tech_Brief_E06_Hydropower.pdf</a>
	IEA/NEA – Projected Costs of Generating Electricity, 2015 edition. <a href="https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/ElecCost2015.pdf">https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/ElecCost2015.pdf</a>
	Pienvesivoimayhdistys ry (2009) Pienvesivoimaopas. <a href="http://pienvesivoimayhdistys.com/wp-content/uploads/2014/05/Pienvesivoimaopas.pdf">http://pienvesivoimayhdistys.com/wp-content/uploads/2014/05/Pienvesivoimaopas.pdf</a>
<b>Muut tiedot</b>	
	Diacore (2016) The impact of risks in renewable energy investments and the role of smart policies. Final Report. February 2016. Fraunhofer ISI, Ecofys.
	Suomen Pankki – Suomen valtion viitelainojen korot <a href="http://www.suomenpankki.fi/fi/tilastot/korot/Pages/tilastot_arvopaperimarkkinat_velkapaperit_viitelainojen_korot_fi.aspx">http://www.suomenpankki.fi/fi/tilastot/korot/Pages/tilastot_arvopaperimarkkinat_velkapaperit_viitelainojen_korot_fi.aspx</a>
	Suomen Pankki – Valuuttakurssit <a href="https://www.suomenpankki.fi/fi/Tilastot/valuuttakurssit/taulukot/valuuttakurssit_taulukot_fi/valuuttakurssit_today_fi/?output=Excel">https://www.suomenpankki.fi/fi/Tilastot/valuuttakurssit/taulukot/valuuttakurssit_taulukot_fi/valuuttakurssit_today_fi/?output=Excel</a>

## LIITE 2

### Tapaus 1 – Tavoitehinta

Hanke nro.	Tuotantomuoto	Teho (MW)	Huipun käyttöä ika (h)	Tuotantomäärä (MWh/a)	Käyttöikä (a)	Kokonaistuotanto (MWh)	Investointikustannus (€)	Kokonaisinvestointikustannus €	Oman pääoman osuus	Vieraan pääoman osuus	Lainan korko	Oman pääoman korko	WACC	Annuiteetti	Investointikustannus per MWh	Käyttö- ja huoltokustannukset	LCOE	Sähkön hinta	Tuen tarve per ensimmäiset 12 v €/MWh	Tavoitehinta (12v) €/MWh
20	Maatuuilivoima	76	3205	243 580	20	4 871 600	1 492 757	113 449 532	15 %	85 %	3 %	14 %	4,1 %	8 451 629	34,70	9,00	43,70	40,00	6,16	46,16
16	Maatuuilivoima	71	3358	238 418	20	4 768 360	1 408 092	99 974 532	15 %	85 %	3 %	20 %	5,0 %	8 049 446	33,76	10,00	43,76	40,00	6,27	46,27
3	Maatuuilivoima	48	2975	142 800	20	2 856 000	1 377 533	66 121 584	15 %	85 %	3 %	20 %	5,0 %	5 323 777	37,28	8,00	45,28	40,00	8,80	48,80
19	Maatuuilivoima	51	3394	173 094	20	3 461 880	1 457 597	74 337 447	15 %	85 %	6 %	14 %	6,2 %	6 576 102	37,99	12,00	49,99	40,00	16,65	56,65
8	Maatuuilivoima	7	3410	23 870	20	477 400	1 436 908	10 058 356	20 %	80 %	6 %	16 %	7,0 %	952 391	39,90	11,00	50,90	40,00	18,17	58,17
2	Maatuuilivoima	27	3066	82 782	20	1 655 640	1 440 530	38 894 310	25 %	75 %	5 %	12 %	6,0 %	3 390 983	40,96	11,00	51,96	40,00	19,94	59,94
17	Maatuuilivoima	55	2836	155 980	20	3 119 600	1 448 463	79 665 465	30 %	70 %	4 %	11 %	5,5 %	6 688 494	42,88	11,00	53,88	40,00	23,13	63,13
4	Maatuuilivoima	95	3496	332 120	20	6 642 400	1 352 150	128 454 250	35 %	65 %	4 %	16 %	7,7 %	12 773 350	38,46	16,00	54,46	40,00	24,10	64,10
9	Maatuuilivoima	66	2805	185 130	20	3 702 600	1 436 204	94 789 464	20 %	80 %	4 %	11 %	4,8 %	7 452 140	40,25	15,00	55,25	40,00	25,42	65,42
45	Muut	43	4664	200 552	20	4 011 040	3 272 161	140 702 923	90 %	10 %	5 %	2 %	2,2 %	8 771 901	43,74	12,00	55,74	40,00	26,23	66,23
15	Maatuuilivoima	29	2970	86 130	20	1 722 600	1 387 412	40 234 948	35 %	65 %	3 %	14 %	6,5 %	3 639 985	42,26	14,00	56,26	40,00	27,10	67,10
6	Maatuuilivoima	43	3030	130 290	20	2 605 800	1 542 435	66 324 705	35 %	65 %	4 %	11 %	5,9 %	5 749 674	44,13	13,00	57,13	40,00	28,55	68,55
7	Maatuuilivoima	71	3274	232 454	20	4 649 080	1 493 820	106 061 220	15 %	85 %	6 %	14 %	6,2 %	9 382 477	40,36	18,00	58,36	40,00	30,60	70,60
41	Muut	15	7211	108 165	20	2 163 300	3 834 121	57 511 815	15 %	85 %	3 %	11 %	3,7 %	4 116 474	38,06	21,00	59,06	40,00	31,76	71,76
13	Maatuuilivoima	41	2409	98 769	20	1 975 380	1 525 922	62 562 802	30 %	70 %	3 %	14 %	5,9 %	5 401 494	54,69	7,00	61,69	40,00	36,15	76,15
12	Maatuuilivoima	89	2520	224 280	20	4 485 600	1 512 925	134 650 325	15 %	85 %	3 %	16 %	4,4 %	10 297 650	45,91	16,00	61,91	40,00	36,52	76,52
14	Maatuuilivoima	74	3299	244 126	20	4 882 520	1 531 986	113 366 964	35 %	65 %	4 %	18 %	8,4 %	11 875 101	48,64	14,00	62,64	40,00	37,74	77,74
48	Muut	11	4420	48 620	20	972 400	3 114 056	34 254 616	45 %	55 %	5 %	4 %	4,0 %	2 520 515	51,84	12,00	63,84	40,00	39,74	79,74
5	Maatuuilivoima	71	2443	173 453	20	3 469 060	1 334 830	94 772 930	30 %	70 %	5 %	12 %	6,4 %	8 533 050	49,20	15,00	64,20	40,00	40,33	80,33
18	Maatuuilivoima	82	2551	209 182	20	4 183 640	1 365 856	112 000 192	30 %	70 %	5 %	12 %	6,4 %	10 084 138	48,21	17,00	65,21	40,00	42,01	82,01
1	Maatuuilivoima	91	2229	202 839	20	4 056 780	1 437 987	130 856 817	35 %	65 %	5 %	11 %	6,5 %	11 828 968	58,32	7,00	65,32	40,00	42,20	82,20
31	Aurinkovoima	4	1088	4 352	25	108 800	1 047 699	4 190 796	20 %	80 %	2 %	9 %	3,1 %	242 819	55,79	6,00	61,79	40,00	45,41	85,41
37	Pienvesivoima	1	3516	3 516	30	105 480	2 566 685	2 566 685	40 %	60 %	5 %	8 %	5,6 %	178 557	50,78	9,00	59,78	40,00	49,46	89,46
43	Muut	20	7241	144 820	20	2 896 400	4 068 941	81 378 820	80 %	20 %	2 %	9 %	7,5 %	7 994 772	55,20	16,00	71,20	40,00	52,01	92,01
11	Maatuuilivoima	80	2701	216 080	20	4 321 600	1 596 560	127 724 800	35 %	65 %	4 %	20 %	9,1 %	14 071 656	65,12	7,00	72,12	40,00	53,54	93,54
10	Maatuuilivoima	54	2434	131 436	20	2 628 720	1 578 754	85 252 716	25 %	75 %	3 %	14 %	5,3 %	7 015 984	53,38	19,00	72,38	40,00	53,97	93,97
50	Muut	45	5141	231 345	20	4 626 900	3 454 238	155 440 710	50 %	50 %	3 %	12 %	7,2 %	14 901 357	64,41	11,00	75,41	40,00	59,02	99,02
30	Aurinkovoima	9	1070	9 630	25	240 750	979 324	8 813 916	50 %	50 %	3 %	7 %	4,7 %	606 699	63,00	6,00	69,00	40,00	60,42	100,42
28	Aurinkovoima	16	1018	16 288	25	407 200	995 010	15 920 160	35 %	65 %	2 %	7 %	3,5 %	964 892	59,24	10,00	69,24	40,00	60,92	100,92
26	Aurinkovoima	4	901	3 604	25	90 100	1 078 197	4 312 788	10 %	90 %	2 %	9 %	2,3 %	229 818	63,77	6,00	69,77	40,00	62,02	102,02
35	Aurinkovoima	2	1057	2 114	25	52 850	1 140 764	2 281 528	25 %	75 %	3 %	3 %	2,6 %	124 541	58,91	19,00	77,91	40,00	78,98	118,98
33	Aurinkovoima	11	1063	11 693	25	292 325	947 929	10 427 219	40 %	60 %	2 %	8 %	4,2 %	678 802	58,05	20,00	78,05	40,00	79,28	119,28
36	Pienvesivoima	3	3659	10 977	30	329 310	3 416 464	10 249 392	40 %	60 %	2 %	10 %	5,0 %	663 701	60,46	12,00	72,46	40,00	81,16	121,16
47	Muut	35	3815	133 525	20	2 670 500	3 425 573	119 895 055	20 %	80 %	3 %	20 %	5,9 %	10 385 213	77,78	12,00	89,78	40,00	82,96	122,96
49	Muut	38	7155	271 890	20	5 437 800	4 147 547	157 606 786	70 %	30 %	5 %	15 %	11,7 %	20 704 663	76,15	17,00	93,15	40,00	88,58	128,58
38	Pienvesivoima	4	2596	10 384	30	311 520	3 332 230	13 328 920	30 %	70 %	2 %	7 %	3,2 %	699 512	67,36	9,00	76,36	40,00	90,91	130,91
42	Muut	18	5339	96 102	20	1 922 040	4 950 372	89 106 696	40 %	60 %	2 %	16 %	7,4 %	8 647 822	89,99	13,00	102,99	40,00	104,98	144,98
46	Muut	17	5775	98 175	20	1 963 500	4 560 250	77 524 250	45 %	55 %	3 %	13 %	7,2 %	7 414 709	75,53	28,00	103,53	40,00	105,88	145,88
23	Merituuilivoima	237	4286	1 015 782	20	20 315 640	4 218 960	999 893 520	25 %	75 %	3 %	12 %	4,8 %	78 879 075	77,65	26,00	103,65	40,00	106,09	146,09

## Tapaus 1 – Kiinteä preemio

Hanke nro.	Tuotantomuoto	Teho (MW)	Huipun käyttöaika (h)	Tuotantomäärä (MWh/a)	Käyttöikä (a)	Kokonaistuotanto (MWh)	Investointikustannus (€)	Kokonaisinvestointikustannus €	Oman pääoman osuus	Vieraan pääoman osuus	Lainan korko	Oman pääoman korko	WACC	Annuiteetti	Investointikustannus per MWh	Käyttö- ja huoltokustannukset	LCOE	Sähkön hinta	Tuen tarve per ensimmäiset 12 v €/MWh
16	Maatuuvoima	71	3358	238 418	20	4 768 360	1 408 092	99 974 532	15 %	85 %	3 %	20 %	5,0 %	8 049 446	33,76	10,00	43,76	47,00	0,00
20	Maatuuvoima	76	3205	243 580	20	4 871 600	1 492 757	113 449 532	15 %	85 %	3 %	14 %	4,1 %	8 451 629	34,70	9,00	43,70	40,00	6,16
19	Maatuuvoima	51	3394	173 094	20	3 461 880	1 457 597	74 337 447	15 %	85 %	6 %	14 %	6,2 %	6 576 102	37,99	12,00	49,99	42,00	13,32
3	Maatuuvoima	48	2975	142 800	20	2 856 000	1 377 533	66 121 584	15 %	85 %	3 %	20 %	5,0 %	5 323 777	37,28	8,00	45,28	35,00	17,14
6	Maatuuvoima	43	3030	130 290	20	2 605 800	1 542 435	66 324 705	35 %	65 %	4 %	11 %	5,9 %	5 749 674	44,13	13,00	57,13	46,00	18,55
2	Maatuuvoima	27	3066	82 782	20	1 655 640	1 440 530	38 894 310	25 %	75 %	5 %	12 %	6,0 %	3 390 983	40,96	11,00	51,96	40,00	19,94
45	Muut	43	4664	200 552	20	4 011 040	3 272 161	140 702 923	90 %	10 %	5 %	2 %	2,2 %	8 771 901	43,74	12,00	55,74	41,00	24,56
15	Maatuuvoima	29	2970	86 130	20	1 722 600	1 387 412	40 234 948	35 %	65 %	3 %	14 %	6,5 %	3 639 985	42,26	14,00	56,26	41,00	25,44
8	Maatuuvoima	7	3410	23 870	20	477 400	1 436 908	10 058 356	20 %	80 %	6 %	16 %	7,0 %	952 391	39,90	11,00	50,90	35,00	26,50
31	Aurinkovoima	4	1088	4 352	25	108 800	1 047 699	4 190 796	20 %	80 %	2 %	9 %	3,1 %	242 819	55,79	6,00	61,79	47,00	30,82
12	Maatuuvoima	89	2520	224 280	20	4 485 600	1 512 925	134 650 325	15 %	85 %	3 %	16 %	4,4 %	10 297 650	45,91	16,00	61,91	41,00	34,86
17	Maatuuvoima	55	2836	155 980	20	3 119 600	1 448 463	79 665 465	30 %	70 %	4 %	11 %	5,5 %	6 688 494	42,88	11,00	53,88	32,00	36,47
13	Maatuuvoima	41	2409	98 769	20	1 975 380	1 525 922	62 562 802	30 %	70 %	3 %	14 %	5,9 %	5 401 494	54,69	7,00	61,69	39,00	37,81
48	Muut	11	4420	48 620	20	972 400	3 114 056	34 254 616	45 %	55 %	5 %	4 %	4,0 %	2 520 515	51,84	12,00	63,84	41,00	38,07
14	Maatuuvoima	74	3299	244 126	20	4 882 520	1 531 986	113 366 964	35 %	65 %	4 %	18 %	8,4 %	11 875 101	48,64	14,00	62,64	39,00	39,41
9	Maatuuvoima	66	2805	185 130	20	3 702 600	1 436 204	94 789 464	20 %	80 %	4 %	11 %	4,8 %	7 452 140	40,25	15,00	55,25	30,00	42,09
28	Aurinkovoima	16	1018	16 288	25	407 200	995 010	15 920 160	35 %	65 %	2 %	7 %	3,5 %	964 892	59,24	10,00	69,24	49,00	42,17
4	Maatuuvoima	95	3496	332 120	20	6 642 400	1 352 150	128 454 250	35 %	65 %	4 %	16 %	7,7 %	12 773 350	38,46	16,00	54,46	28,00	44,10
41	Muut	15	7211	108 165	20	2 163 300	3 834 121	57 511 815	15 %	85 %	3 %	11 %	3,7 %	4 116 474	38,06	21,00	59,06	32,00	45,10
5	Maatuuvoima	71	2443	173 453	20	3 469 060	1 334 830	94 772 930	30 %	70 %	5 %	12 %	6,4 %	8 533 050	49,20	15,00	64,20	36,00	46,99
1	Maatuuvoima	91	2229	202 839	20	4 056 780	1 437 987	130 856 817	35 %	65 %	5 %	11 %	6,5 %	11 828 968	58,32	7,00	65,32	36,00	48,86
18	Maatuuvoima	82	2551	209 182	20	4 183 640	1 365 856	112 000 192	30 %	70 %	5 %	12 %	6,4 %	10 084 138	48,21	17,00	65,21	33,00	53,68
10	Maatuuvoima	54	2434	131 436	20	2 628 720	1 578 754	85 252 716	25 %	75 %	3 %	14 %	5,3 %	7 015 984	53,38	19,00	72,38	38,00	57,30
38	Pienvesivoima	4	2596	10 384	30	311 520	3 332 230	13 328 920	30 %	70 %	2 %	7 %	3,2 %	699 512	67,36	9,00	76,36	53,00	58,41
43	Muut	20	7241	144 820	20	2 896 400	4 068 941	81 378 820	80 %	20 %	2 %	9 %	7,5 %	7 994 772	55,20	16,00	71,20	35,00	60,34
35	Aurinkovoima	2	1057	2 114	25	52 850	1 140 764	2 281 528	25 %	75 %	3 %	3 %	2,6 %	124 541	58,91	19,00	77,91	48,00	62,32
7	Maatuuvoima	71	3274	232 454	20	4 649 080	1 493 820	106 061 220	15 %	85 %	6 %	14 %	6,2 %	9 382 477	40,36	18,00	58,36	19,00	65,60
26	Aurinkovoima	4	901	3 604	25	90 100	1 078 197	4 312 788	10 %	90 %	2 %	9 %	2,3 %	229 818	63,77	6,00	69,77	38,00	66,18
30	Aurinkovoima	9	1070	9 630	25	240 750	979 324	8 813 916	50 %	50 %	3 %	7 %	4,7 %	606 699	63,00	6,00	69,00	37,00	66,67
11	Maatuuvoima	80	2701	216 080	20	4 321 600	1 596 560	127 724 800	35 %	65 %	4 %	20 %	9,1 %	14 071 656	65,12	7,00	72,12	32,00	66,87
50	Muut	45	5141	231 345	20	4 626 900	3 454 238	155 440 710	50 %	50 %	3 %	12 %	7,2 %	14 901 357	64,41	11,00	75,41	33,00	70,69
37	Pienvesivoima	1	3516	3 516	30	105 480	2 566 685	2 566 685	40 %	60 %	5 %	8 %	5,6 %	178 557	50,78	9,00	59,78	30,00	74,46
33	Aurinkovoima	11	1063	11 693	25	292 325	947 929	10 427 219	40 %	60 %	2 %	8 %	4,2 %	678 802	58,05	20,00	78,05	36,00	87,61
36	Pienvesivoima	3	3659	10 977	30	329 310	3 416 464	10 249 392	40 %	60 %	2 %	10 %	5,0 %	663 701	60,46	12,00	72,46	37,00	88,66
47	Muut	35	3815	133 525	20	2 670 500	3 425 573	119 895 055	20 %	80 %	3 %	20 %	5,9 %	10 385 213	77,78	12,00	89,78	34,00	92,96
49	Muut	38	7155	271 890	20	5 437 800	4 147 547	157 606 786	70 %	30 %	5 %	15 %	11,7 %	20 704 663	76,15	17,00	93,15	36,00	95,25
32	Aurinkovoima	20	806	16 120	25	403 000	904 528	18 090 560	40 %	60 %	3 %	10 %	5,4 %	1 340 753	83,17	17,00	100,17	53,00	98,28
46	Muut	17	5775	98 175	20	1 963 500	4 560 250	77 524 250	45 %	55 %	3 %	13 %	7,2 %	7 414 709	75,53	28,00	103,53	43,00	100,88
42	Muut	18	5339	96 102	20	1 922 040	4 950 372	89 106 696	40 %	60 %	2 %	16 %	7,4 %	8 647 822	89,99	13,00	102,99	39,00	106,64
34	Aurinkovoima	11	881	9 691	25	242 275	1 143 424	12 577 664	25 %	75 %	4 %	7 %	4,2 %	817 936	84,40	10,00	94,40	43,00	107,09
23	Merituuvoima	237	4286	1 015 782	20	20 315 640	4 218 960	999 893 520	25 %	75 %	3 %	12 %	4,8 %	78 879 075	77,65	26,00	103,65	34,00	116,09
29	Aurinkovoima	17	967	16 439	25	410 975	1 071 042	18 207 714	20 %	80 %	5 %	8 %	4,8 %	1 266 108	77,02	16,00	93,02	35,00	120,87
27	Aurinkovoima	2	817	1 634	25	40 850	1 020 587	2 041 174	25 %	75 %	4 %	5 %	3,7 %	125 871	77,03	18,00	95,03	37,00	120,90
24	Merituuvoima	327	4472	1 462 344	20	29 246 880	3 663 793	1 198 060 311	45 %	55 %	8 %	16 %	10,7 %	147 701 214	101,00	23,00	124,00	50,00	123,34
21	Merituuvoima	224	4387	982 688	20	19 653 760	4 187 048	937 898 752	45 %	55 %	3 %	20 %	10,3 %	112 581 087	114,56	20,00	134,56	50,00	140,94

## Tapaus 1 – Kiinteä preemio ja lisäriski

Hanke nro.	Tuotantomuoto	Teho (MW)	Huipun käyttöä (h)	Tuotantomäärä (MWh/a)	Käyttöikä (a)	Kokonaistuotanto (MWh)	Investointikustannus (€)	Kokonaisinvestointikustannus €	Oman pääoman osuus	Vieraan pääoman osuus	Lainan korko	Oman pääoman korko	WACC	Annuiteetti	Investointikustannus per MWh	Käyttö- ja huoltokustannukset	LCOE	Sähkön hinta	Tuen tarve per ensimmäiset 12 v €/MWh
16	Maatuuvoima	71	3358	238 418	20	4 768 360	1 408 092	99 974 532	15 %	85 %	3 %	20 %	6,0 %	8 744 560	36,68	10,00	46,68	47,00	0,00
20	Maatuuvoima	76	3205	243 580	20	4 871 600	1 492 757	113 449 532	15 %	85 %	3 %	14 %	5,1 %	9 211 860	37,82	9,00	46,82	40,00	11,36
19	Maatuuvoima	51	3394	173 094	20	3 461 880	1 457 597	74 337 447	15 %	85 %	6 %	14 %	7,2 %	7 115 397	41,11	12,00	53,11	42,00	18,51
3	Maatuuvoima	48	2975	142 800	20	2 856 000	1 377 533	66 121 584	15 %	85 %	3 %	20 %	6,0 %	5 783 515	40,50	8,00	48,50	35,00	22,50
6	Maatuuvoima	43	3030	130 290	20	2 605 800	1 542 435	66 324 705	35 %	65 %	4 %	11 %	6,9 %	6 226 563	47,79	13,00	60,79	46,00	24,65
2	Maatuuvoima	27	3066	82 782	20	1 655 640	1 440 530	38 894 310	25 %	75 %	5 %	12 %	7,0 %	3 671 348	44,35	11,00	55,35	40,00	25,58
15	Maatuuvoima	29	2970	86 130	20	1 722 600	1 387 412	40 234 948	35 %	65 %	3 %	14 %	7,5 %	3 934 736	45,68	14,00	59,68	41,00	31,14
45	Muut	43	4664	200 552	20	4 011 040	3 272 161	140 702 923	90 %	10 %	5 %	2 %	3,2 %	9 633 186	48,03	12,00	60,03	41,00	31,72
8	Maatuuvoima	7	3410	23 870	20	477 400	1 436 908	10 058 356	20 %	80 %	6 %	16 %	8,0 %	1 027 517	43,05	11,00	54,05	35,00	31,74
12	Maatuuvoima	89	2520	224 280	20	4 485 600	1 512 925	134 650 325	15 %	85 %	3 %	16 %	5,4 %	11 211 426	49,99	16,00	65,99	41,00	41,65
17	Maatuuvoima	55	2836	155 980	20	3 119 600	1 448 463	79 665 465	30 %	70 %	4 %	11 %	6,5 %	7 253 139	46,50	11,00	57,50	32,00	42,50
31	Aurinkovoima	4	1088	4 352	25	108 800	1 047 699	4 190 796	20 %	80 %	2 %	9 %	4,1 %	270 534	62,16	6,00	68,16	47,00	44,09
13	Maatuuvoima	41	2409	98 769	20	1 975 380	1 525 922	62 562 802	30 %	70 %	3 %	14 %	6,9 %	5 850 521	59,23	7,00	66,23	39,00	45,39
14	Maatuuvoima	74	3299	244 126	20	4 882 520	1 531 986	113 366 964	35 %	65 %	4 %	18 %	9,4 %	12 757 021	52,26	14,00	66,26	39,00	45,43
48	Muut	11	4420	48 620	20	972 400	3 114 056	34 254 616	45 %	55 %	5 %	4 %	5,0 %	2 748 679	56,53	12,00	68,53	41,00	45,89
9	Maatuuvoima	66	2805	185 130	20	3 702 600	1 436 204	94 789 464	20 %	80 %	4 %	11 %	5,8 %	8 103 894	43,77	15,00	58,77	30,00	47,96
4	Maatuuvoima	95	3496	332 120	20	6 642 400	1 352 150	128 454 250	35 %	65 %	4 %	16 %	8,7 %	13 752 277	41,41	16,00	57,41	28,00	49,01
41	Muut	15	7211	108 165	20	2 163 300	3 834 121	57 511 815	15 %	85 %	3 %	11 %	4,7 %	4 494 376	41,55	21,00	62,55	32,00	50,92
5	Maatuuvoima	71	2443	173 453	20	3 469 060	1 334 830	94 772 930	30 %	70 %	5 %	12 %	7,4 %	9 225 900	53,19	15,00	68,19	36,00	53,65
28	Aurinkovoima	16	1018	16 288	25	407 200	995 010	15 920 160	35 %	65 %	2 %	7 %	4,5 %	1 072 535	65,85	10,00	75,85	49,00	55,93
1	Maatuuvoima	91	2229	202 839	20	4 056 780	1 437 987	130 856 817	35 %	65 %	5 %	11 %	7,5 %	12 787 263	63,04	7,00	70,04	36,00	56,74
18	Maatuuvoima	82	2551	209 182	20	4 183 640	1 365 856	112 000 192	30 %	70 %	5 %	12 %	7,4 %	10 902 929	52,12	17,00	69,12	33,00	60,20
10	Maatuuvoima	54	2434	131 436	20	2 628 720	1 578 754	85 252 716	25 %	75 %	3 %	14 %	6,3 %	7 614 755	57,94	19,00	76,94	38,00	64,89
43	Muut	20	7241	144 820	20	2 896 400	4 068 941	81 378 820	80 %	20 %	2 %	9 %	8,5 %	8 611 907	59,47	16,00	75,47	35,00	67,44
7	Maatuuvoima	71	3274	232 454	20	4 649 080	1 493 820	106 061 220	15 %	85 %	6 %	14 %	7,2 %	10 151 919	43,67	18,00	61,67	19,00	71,12
11	Maatuuvoima	80	2701	216 080	20	4 321 600	1 596 560	127 724 800	35 %	65 %	4 %	20 %	10,1 %	15 084 510	69,81	7,00	76,81	32,00	74,68
35	Aurinkovoima	2	1057	2 114	25	52 850	1 140 764	2 281 528	25 %	75 %	3 %	3 %	3,6 %	139 182	65,84	19,00	84,84	48,00	76,75
50	Muut	45	5141	231 345	20	4 626 900	3 454 238	155 440 710	50 %	50 %	3 %	12 %	8,2 %	16 068 338	69,46	11,00	80,46	33,00	79,09
30	Aurinkovoima	9	1070	9 630	25	240 750	979 324	8 813 916	50 %	50 %	3 %	7 %	5,7 %	669 953	69,57	6,00	75,57	37,00	80,35
38	Pienvesivoima	4	2596	10 384	30	311 520	3 332 230	13 328 920	30 %	70 %	2 %	7 %	4,2 %	791 534	76,23	9,00	85,23	53,00	80,57
26	Aurinkovoima	4	901	3 604	25	90 100	1 078 197	4 312 788	10 %	90 %	2 %	9 %	3,3 %	257 151	71,35	6,00	77,35	38,00	81,98
37	Pienvesivoima	1	3516	3 516	30	105 480	2 566 685	2 566 685	40 %	60 %	5 %	8 %	6,6 %	198 592	56,48	9,00	65,48	30,00	88,71
33	Aurinkovoima	11	1063	11 693	25	292 325	947 929	10 427 219	40 %	60 %	2 %	8 %	5,2 %	751 745	64,29	20,00	84,29	36,00	100,60
49	Muut	38	7155	271 890	20	5 437 800	4 147 547	157 606 786	70 %	30 %	5 %	15 %	12,7 %	22 032 503	81,03	17,00	98,03	36,00	103,39
47	Muut	35	3815	133 525	20	2 670 500	3 425 573	119 895 055	20 %	80 %	3 %	20 %	6,9 %	11 246 973	84,23	12,00	96,23	34,00	103,72
36	Pienvesivoima	3	3659	10 977	30	329 310	3 416 464	10 249 392	40 %	60 %	2 %	10 %	6,0 %	741 423	67,54	12,00	79,54	37,00	106,36
46	Muut	17	5775	98 175	20	1 963 500	4 560 250	77 524 250	45 %	55 %	3 %	13 %	8,2 %	7 996 169	81,45	28,00	109,45	43,00	110,75
32	Aurinkovoima	20	806	16 120	25	403 000	904 528	18 090 560	40 %	60 %	3 %	10 %	6,4 %	1 474 868	91,49	17,00	108,49	53,00	115,61
42	Muut	18	5339	96 102	20	1 922 040	4 950 372	89 106 696	40 %	60 %	2 %	16 %	8,4 %	9 320 196	96,98	13,00	109,98	39,00	118,30
34	Aurinkovoima	11	881	9 691	25	242 275	1 143 424	12 577 664	25 %	75 %	4 %	7 %	5,2 %	905 880	93,48	10,00	103,48	43,00	125,99
23	Merituulivoima	237	4286	1 015 782	20	20 315 640	4 218 960	999 893 520	25 %	75 %	3 %	12 %	5,8 %	85 765 234	84,43	26,00	110,43	34,00	127,39
24	Merituulivoima	327	4472	1 462 344	20	29 246 880	3 663 793	1 198 060 311	45 %	55 %	8 %	16 %	11,7 %	157 587 977	107,76	23,00	130,76	50,00	134,61
29	Aurinkovoima	17	967	16 439	25	410 975	1 071 042	18 207 714	20 %	80 %	5 %	8 %	5,8 %	1 397 375	85,00	16,00	101,00	35,00	137,51
27	Aurinkovoima	2	817	1 634	25	40 850	1 020 587	2 041 174	25 %	75 %	4 %	5 %	4,7 %	139 788	85,55	18,00	103,55	37,00	138,64

## Tapaus 1 – Tarjoushinta lisäkomponentilla

Hanke	Tuotantomuoto	Teho (MW)	Huipun käyttöikä (h)	Tuotantomäärä (MWh/a)	Käyttöikä (a)	Kokonaistuotanto (MWh)	Investointikustannus (€)	Kokonaisinvestointikustannus €	Oman pääoman osuus	Vieraan pääoman osuus	Lainan korko	Oman pääoman korko	WACC	Annuiteetti	Investointikustannus per MWh	Käyttö- ja huoltokustannukset	LCOE	Sähkön hinta	Tavoitehinta (12v) e/MWh	Kerroin ∅	Tavoitehinta (12v) e/MWh (lisäkomponentilla)
20	Maatuuivoima	76	3205	243 580	20	4 871 600	1 492 757	113 449 532	15 %	85 %	3 %	14 %	4,1 %	8 451 629	34,70	9,00	43,70	40,00	46,16	1,24	57,36
16	Maatuuivoima	71	3358	238 418	20	4 768 360	1 408 092	99 974 532	15 %	85 %	3 %	20 %	5,0 %	8 049 446	33,76	10,00	43,76	40,00	46,27	1,24	57,41
3	Maatuuivoima	48	2975	142 800	20	2 856 000	1 377 533	66 121 584	15 %	85 %	3 %	20 %	5,0 %	5 323 777	37,28	8,00	45,28	40,00	48,80	1,20	58,68
19	Maatuuivoima	51	3394	173 094	20	3 461 880	1 457 597	74 337 447	15 %	85 %	6 %	14 %	6,2 %	6 576 102	37,99	12,00	49,99	40,00	56,65	1,11	62,60
8	Maatuuivoima	7	3410	23 870	20	477 400	1 436 908	10 058 356	20 %	80 %	6 %	16 %	7,0 %	952 391	39,90	11,00	50,90	40,00	58,17	1,09	63,36
2	Maatuuivoima	27	3066	82 782	20	1 655 640	1 440 530	38 894 310	25 %	75 %	5 %	12 %	6,0 %	3 390 983	40,96	11,00	51,96	40,00	59,94	1,07	64,24
17	Maatuuivoima	55	2836	155 980	20	3 119 600	1 448 463	79 665 465	30 %	70 %	4 %	11 %	5,5 %	6 688 494	42,88	11,00	53,88	40,00	63,13	1,04	65,84
4	Maatuuivoima	95	3496	332 120	20	6 642 400	1 352 150	128 454 250	35 %	65 %	4 %	16 %	7,7 %	12 773 350	38,46	16,00	54,46	40,00	64,10	1,03	66,32
9	Maatuuivoima	66	2805	185 130	20	3 702 600	1 436 204	94 789 464	20 %	80 %	4 %	11 %	4,8 %	7 452 140	40,25	15,00	55,25	40,00	65,42	1,02	66,99
45	Muut	43	4664	200 552	20	4 011 040	3 272 161	140 702 923	90 %	10 %	5 %	2 %	2,2 %	8 771 901	43,74	12,00	55,74	40,00	66,23	1,02	67,39
15	Maatuuivoima	29	2970	86 130	20	1 722 000	1 387 412	40 234 948	35 %	65 %	3 %	14 %	6,5 %	3 639 985	42,26	14,00	56,26	40,00	67,10	1,01	67,83
6	Maatuuivoima	43	3030	130 290	20	2 605 800	1 542 435	66 324 705	35 %	65 %	4 %	11 %	5,9 %	5 749 674	44,13	13,00	57,13	40,00	68,55	1,00	68,55
7	Maatuuivoima	71	3274	232 454	20	4 649 080	1 493 820	106 061 220	15 %	85 %	6 %	14 %	6,2 %	9 382 477	40,36	18,00	58,36	40,00	70,60	1,00	70,60
41	Muut	15	7211	108 165	20	2 163 300	3 834 121	57 511 815	15 %	85 %	3 %	11 %	3,7 %	4 116 474	38,06	21,00	59,06	40,00	71,76	1,00	71,76
13	Maatuuivoima	41	2409	98 769	20	1 975 380	1 525 922	62 562 802	30 %	70 %	3 %	14 %	5,9 %	5 401 494	54,69	7,00	61,69	40,00	76,15	1,00	76,15
12	Maatuuivoima	89	2520	224 280	20	4 485 600	1 512 925	134 650 325	15 %	85 %	3 %	16 %	4,4 %	10 297 650	45,91	16,00	61,91	40,00	76,52	1,00	76,52
14	Maatuuivoima	74	3299	244 126	20	4 882 520	1 531 986	113 366 964	35 %	65 %	4 %	18 %	8,4 %	11 875 101	48,64	14,00	62,64	40,00	77,74	1,00	77,74
48	Muut	11	4420	48 620	20	972 400	3 114 056	34 254 616	45 %	55 %	5 %	4 %	4,0 %	2 520 515	51,84	12,00	63,84	40,00	79,74	1,00	79,74
5	Maatuuivoima	71	2443	173 453	20	3 469 060	1 334 830	94 772 930	30 %	70 %	5 %	12 %	6,4 %	8 533 050	49,20	15,00	64,20	40,00	80,33	1,00	80,33
18	Maatuuivoima	82	2551	209 182	20	4 183 640	1 365 856	112 000 192	30 %	70 %	5 %	12 %	6,4 %	10 084 138	48,21	17,00	65,21	40,00	82,01	1,00	82,01
1	Maatuuivoima	91	2229	202 839	20	4 056 780	1 437 987	130 856 817	35 %	65 %	5 %	11 %	6,5 %	11 828 968	58,32	7,00	65,32	40,00	82,20	1,00	82,20
31	Aurinkovoima	4	1088	4 352	25	108 800	1 047 699	4 190 796	20 %	80 %	2 %	9 %	3,1 %	242 819	55,79	6,00	61,79	40,00	85,41	1,00	85,41
37	Pienvesivoima	1	3516	3 516	30	105 480	2 566 685	2 566 685	40 %	60 %	5 %	8 %	5,6 %	178 557	50,78	9,00	59,78	40,00	89,46	1,00	89,46
43	Muut	20	7241	144 820	20	2 896 400	4 068 941	81 378 820	80 %	20 %	2 %	9 %	7,5 %	7 994 772	55,20	16,00	71,20	40,00	92,01	1,00	92,01
11	Maatuuivoima	80	2701	216 080	20	4 321 600	1 596 560	127 724 800	35 %	65 %	4 %	20 %	9,1 %	14 071 656	65,12	7,00	72,12	40,00	93,54	1,00	93,54
10	Maatuuivoima	54	2434	131 436	20	2 628 720	1 578 754	85 252 716	25 %	75 %	3 %	14 %	5,3 %	7 015 984	53,38	19,00	72,38	40,00	93,97	1,00	93,97
50	Muut	45	5141	231 345	20	4 626 900	3 454 238	155 440 710	50 %	50 %	3 %	12 %	7,2 %	14 901 357	64,41	11,00	75,41	40,00	99,02	1,00	99,02
30	Aurinkovoima	9	1070	9 630	25	240 750	979 324	8 813 916	50 %	50 %	3 %	7 %	4,7 %	606 699	63,00	6,00	69,00	40,00	100,42	1,00	100,42
28	Aurinkovoima	16	1018	16 288	25	407 200	995 010	15 920 160	35 %	65 %	2 %	7 %	3,5 %	964 892	59,24	10,00	69,24	40,00	100,92	1,00	100,92
26	Aurinkovoima	4	901	3 604	25	90 100	1 078 197	4 312 788	10 %	90 %	2 %	9 %	2,3 %	229 818	63,77	6,00	69,77	40,00	102,02	1,00	102,02
35	Aurinkovoima	2	1057	2 114	25	52 850	1 140 764	2 281 528	25 %	75 %	3 %	3 %	2,6 %	124 541	58,91	19,00	77,91	40,00	118,98	1,00	118,98
33	Aurinkovoima	11	1063	11 693	25	292 325	947 929	10 427 219	40 %	60 %	2 %	8 %	4,2 %	678 802	58,05	20,00	78,05	40,00	119,28	1,00	119,28
36	Pienvesivoima	3	3659	10 977	30	329 310	3 416 464	10 249 392	40 %	60 %	2 %	10 %	5,0 %	663 701	60,46	12,00	72,46	40,00	121,16	1,00	121,16
47	Muut	35	3815	133 525	20	2 670 500	3 425 573	119 895 055	20 %	80 %	3 %	20 %	5,9 %	10 385 213	77,78	12,00	89,78	40,00	122,96	1,00	122,96
49	Muut	38	7155	271 890	20	5 437 800	4 147 547	157 606 786	70 %	30 %	5 %	15 %	11,7 %	20 704 663	76,15	17,00	93,15	40,00	128,58	1,00	128,58
38	Pienvesivoima	4	2596	10 884	30	311 520	3 332 230	13 328 920	30 %	70 %	2 %	7 %	3,2 %	699 512	67,36	9,00	76,36	40,00	130,91	1,00	130,91
42	Muut	18	5339	96 102	20	1 922 040	4 950 372	89 106 696	40 %	60 %	2 %	16 %	7,4 %	8 647 822	89,99	13,00	102,99	40,00	144,98	1,00	144,98
46	Muut	17	5775	98 175	20	1 963 500	4 560 250	77 524 250	45 %	55 %	3 %	13 %	7,2 %	7 414 709	75,53	28,00	103,53	40,00	145,88	1,00	145,88
23	Merituulivoima	237	4286	1 015 782	20	20 315 640	4 218 960	999 893 520	25 %	75 %	3 %	12 %	4,8 %	78 879 075	77,65	26,00	103,65	40,00	146,09	1,00	146,09

## Tapaus 2 – Tavoitehinta

Hanke nro.	Tuotantomuoto	Teho (MW)	Huipun käyttöaika (h)	Tuotantomäärä (MWh/a)	Käyttöikä (a)	Kokonaistuotanto (MWh)	Investointikustannus (€)	Kokonaisinvestointikustannus €	Oman pääoman osuus	Vieraan pääoman osuus	Lainan korko	Oman pääoman korko	WACC	Annuiteetti	Investointikustannus per MWh	Käyttö- ja huoltoku	LCOE	Sähkön hinta	Tuen tarve per ensimmäiset 12 v €/MWh	Tavoitehinta (12v) €/MWh
3	Maatuuilivoima	28	3465	97 020	20	1 940 400	1 312 957	36 762 796	20 %	80 %	3 %	18 %	5,5 %	3 081 393	31,76	11,00	42,76	40,00	4,60	44,60
9	Maatuuilivoima	89	3404	302 956	20	6 059 120	1 552 075	138 134 675	20 %	80 %	6 %	14 %	6,6 %	12 676 369	41,84	7,00	48,84	40,00	14,74	54,74
15	Maatuuilivoima	60	3259	195 540	20	3 910 800	1 345 681	80 740 860	20 %	80 %	5 %	19 %	7,0 %	7 621 366	38,98	12,00	50,98	40,00	18,29	58,29
6	Maatuuilivoima	80	3040	243 200	20	4 864 000	1 410 380	112 830 400	35 %	65 %	6 %	12 %	7,3 %	10 916 720	44,89	8,00	52,89	40,00	21,48	61,48
19	Maatuuilivoima	58	3147	182 526	20	3 650 520	1 350 929	78 353 882	35 %	65 %	5 %	12 %	6,8 %	7 281 479	39,89	14,00	53,89	40,00	23,15	63,15
13	Maatuuilivoima	21	3032	63 672	20	1 273 440	1 378 511	28 948 731	15 %	85 %	4 %	17 %	5,3 %	2 376 396	37,32	17,00	54,32	40,00	23,87	63,87
4	Maatuuilivoima	61	2555	155 855	20	3 117 100	1 396 996	85 216 756	20 %	80 %	4 %	14 %	5,4 %	7 048 283	45,22	10,00	55,22	40,00	25,37	65,37
12	Maatuuilivoima	98	2382	233 436	20	4 668 720	1 376 516	134 898 568	30 %	70 %	3 %	12 %	5,3 %	11 083 080	47,48	9,00	56,48	40,00	27,46	67,46
5	Maatuuilivoima	66	3357	221 562	20	4 431 240	1 414 603	93 363 798	25 %	75 %	6 %	18 %	8,1 %	9 580 183	43,24	14,00	57,24	40,00	28,73	68,73
17	Maatuuilivoima	79	2802	221 358	20	4 427 160	1 422 117	112 347 243	25 %	75 %	5 %	16 %	7,0 %	10 604 785	47,91	10,00	57,91	40,00	29,85	69,85
11	Maatuuilivoima	16	2330	37 280	20	745 600	1 578 745	25 259 920	20 %	80 %	3 %	13 %	4,5 %	1 945 252	52,18	8,00	60,18	40,00	33,63	73,63
7	Maatuuilivoima	38	3338	126 844	20	2 536 880	1 507 712	57 293 056	30 %	70 %	6 %	15 %	7,9 %	5 774 762	45,53	18,00	63,53	40,00	39,21	79,21
14	Maatuuilivoima	89	3103	276 167	20	5 523 340	1 589 676	141 481 164	35 %	65 %	3 %	19 %	8,2 %	14 636 092	53,00	12,00	65,00	40,00	41,66	81,66
1	Maatuuilivoima	13	2588	33 644	20	672 880	1 352 077	17 577 001	30 %	70 %	3 %	15 %	6,2 %	1 554 912	46,22	20,00	66,22	40,00	43,69	83,69
18	Maatuuilivoima	14	2461	34 454	20	689 080	1 596 035	22 344 490	25 %	75 %	6 %	12 %	6,6 %	2 044 042	59,33	7,00	66,33	40,00	43,88	83,88
20	Maatuuilivoima	29	2779	80 591	20	1 611 820	1 444 203	41 881 887	30 %	70 %	6 %	11 %	6,7 %	3 849 496	47,77	20,00	67,77	40,00	46,28	86,28
35	Aurinkovoima	8	1030	8 240	25	206 000	1 125 231	9 001 848	25 %	75 %	2 %	3 %	2,0 %	458 377	55,63	7,00	62,63	40,00	47,14	87,14
2	Maatuuilivoima	26	2760	71 760	20	1 435 200	1 532 698	39 850 148	35 %	65 %	5 %	19 %	9,3 %	4 443 486	61,92	7,00	68,92	40,00	48,20	88,20
8	Maatuuilivoima	54	2640	142 560	20	2 851 200	1 419 060	76 629 240	30 %	70 %	6 %	15 %	7,9 %	7 723 721	54,18	16,00	70,18	40,00	50,30	90,30
27	Aurinkovoima	13	971	12 623	25	315 575	838 413	10 899 369	45 %	55 %	3 %	8 %	4,9 %	767 148	60,77	6,00	66,77	40,00	55,78	95,78
49	Muut	22	7909	173 998	20	3 479 960	5 176 081	113 873 782	70 %	30 %	3 %	9 %	7,0 %	10 765 594	61,87	12,00	73,87	40,00	56,45	96,45
16	Maatuuilivoima	62	2258	139 996	20	2 799 920	1 501 702	93 105 524	30 %	70 %	4 %	14 %	6,4 %	8 409 693	60,07	17,00	77,07	40,00	61,78	101,78
10	Maatuuilivoima	14	2543	35 602	20	712 040	1 573 550	22 029 700	30 %	70 %	6 %	18 %	8,8 %	2 372 142	66,63	14,00	80,63	40,00	67,72	107,72
31	Aurinkovoima	11	808	8 888	25	222 200	869 321	9 562 531	45 %	55 %	5 %	3 %	3,6 %	583 350	65,63	7,00	72,63	40,00	67,99	107,99
33	Aurinkovoima	11	996	10 956	25	273 900	1 044 261	11 486 871	20 %	80 %	5 %	4 %	4,0 %	735 297	67,11	7,00	74,11	40,00	71,07	111,07
26	Aurinkovoima	1	927	927	25	23 175	836 055	836 055	10 %	90 %	5 %	8 %	4,4 %	55 804	60,20	17,00	77,20	40,00	77,50	117,50
34	Aurinkovoima	20	1002	20 040	25	501 000	1 093 071	21 861 420	20 %	80 %	2 %	7 %	2,7 %	1 211 114	60,43	17,00	77,43	40,00	77,99	117,99
44	Muut	26	7488	194 688	20	3 893 760	4 184 569	108 798 794	80 %	20 %	2 %	10 %	8,3 %	11 346 580	58,28	29,00	87,28	40,00	78,80	118,80
29	Aurinkovoima	8	843	6 744	25	168 600	959 326	7 674 608	40 %	60 %	4 %	2 %	2,7 %	427 100	63,33	15,00	78,33	40,00	79,85	119,85
40	Pienvesivoima	8	3122	24 976	30	749 280	2 936 626	23 493 008	35 %	65 %	3 %	10 %	5,1 %	1 538 722	61,61	12,00	73,61	40,00	84,02	124,02
48	Muut	13	4892	63 596	20	1 271 920	5 625 033	73 125 429	50 %	50 %	2 %	3 %	2,3 %	4 602 625	72,37	19,00	91,37	40,00	85,62	125,62
46	Muut	35	8428	294 980	20	5 899 600	4 832 310	169 130 850	90 %	10 %	2 %	14 %	12,8 %	23 729 888	80,45	11,00	91,45	40,00	85,74	125,74
50	Muut	40	3841	153 640	20	3 072 800	3 726 616	149 064 640	60 %	40 %	4 %	7 %	5,5 %	12 452 939	81,05	15,00	96,05	40,00	93,42	133,42
41	Muut	16	5161	82 576	20	1 651 520	4 244 076	67 905 216	50 %	50 %	4 %	11 %	7,1 %	6 459 675	78,23	22,00	100,23	40,00	100,38	140,38
32	Aurinkovoima	18	1017	18 306	25	457 650	1 075 257	19 354 626	25 %	75 %	5 %	10 %	5,5 %	1 442 875	78,82	11,00	89,82	40,00	103,79	143,79



## Tapaus 2 – Kiinteä preemio

Hanke nro.	Tuotantomuoto	Teho (MW)	Huipun käyttöaika (h)	Tuotantomäärä (MWh/a)	Käyttöikä (a)	Kokonaistuotanto (MWh)	Investointikustannus (€)	Kokonaisinvestointikustannus €	Oman pääoman osuus	Vieraan pääoman osuus	Lainan korko	Oman pääoman korko	WACC	Annuiteetti	Investointikustannus per MWh	Käyttö- ja huoltokustannukset	LCOE	Sähkön hinta	Tuen tarve per ensimmäiset 12 v €/MWh
3	Maatullivoima	28	3465	97 020	20	1 940 400	1 312 957	36 762 796	20 %	80 %	3 %	18 %	5,5 %	3 081 393	31,76	11,00	42,76	49,00	0,00
9	Maatullivoima	89	3404	302 956	20	6 059 120	1 552 075	138 134 675	20 %	80 %	6 %	14 %	6,6 %	12 676 369	41,84	7,00	48,84	42,00	11,40
6	Maatullivoima	80	3040	243 200	20	4 864 000	1 410 380	112 830 400	35 %	65 %	6 %	12 %	7,3 %	10 916 720	44,89	8,00	52,89	45,00	13,15
19	Maatullivoima	58	3147	182 526	20	3 650 520	1 350 929	78 353 882	35 %	65 %	5 %	12 %	6,8 %	7 281 479	39,89	14,00	53,89	45,00	14,82
11	Maatullivoima	16	2330	37 280	20	745 600	1 578 745	25 259 920	20 %	80 %	3 %	13 %	4,5 %	1 945 252	52,18	8,00	60,18	50,00	16,97
12	Maatullivoima	98	2382	233 436	20	4 668 720	1 376 516	134 898 568	30 %	70 %	3 %	12 %	5,3 %	11 083 080	47,48	9,00	56,48	45,00	19,13
13	Maatullivoima	21	3032	63 672	20	1 273 440	1 378 511	28 948 731	15 %	85 %	4 %	17 %	5,3 %	2 376 396	37,32	17,00	54,32	39,00	25,54
18	Maatullivoima	14	2461	34 454	20	689 080	1 596 035	22 344 490	25 %	75 %	6 %	12 %	6,6 %	2 044 042	59,33	7,00	66,33	50,00	27,21
35	Aurinkovoima	8	1030	8 240	25	206 000	1 125 231	9 001 848	25 %	75 %	2 %	3 %	2,0 %	458 377	55,63	7,00	62,63	46,00	34,64
2	Maatullivoima	26	2760	71 760	20	1 435 200	1 532 698	39 850 148	35 %	65 %	5 %	19 %	9,3 %	4 443 486	61,92	7,00	68,92	48,00	34,87
15	Maatullivoima	60	3259	195 540	20	3 910 800	1 345 681	80 740 860	20 %	80 %	5 %	19 %	7,0 %	7 621 366	38,98	12,00	50,98	30,00	34,96
27	Aurinkovoima	13	971	12 623	25	315 575	838 413	10 899 369	45 %	55 %	3 %	8 %	4,9 %	767 148	60,77	6,00	66,77	48,00	39,11
17	Maatullivoima	79	2802	221 358	20	4 427 160	1 422 117	112 347 243	25 %	75 %	5 %	16 %	7,0 %	10 604 785	47,91	10,00	57,91	34,00	39,85
4	Maatullivoima	61	2555	155 855	20	3 117 100	1 396 996	85 216 756	20 %	80 %	4 %	14 %	5,4 %	7 048 283	45,22	10,00	55,22	31,00	40,37
20	Maatullivoima	29	2779	80 591	20	1 611 820	1 444 203	41 881 887	30 %	70 %	6 %	11 %	6,7 %	3 849 496	47,77	20,00	67,77	42,00	42,94
29	Aurinkovoima	8	843	6 744	25	168 600	959 326	7 674 608	40 %	60 %	4 %	2 %	2,7 %	427 100	63,33	15,00	78,33	55,00	48,60
14	Maatullivoima	89	3103	276 167	20	5 523 340	1 589 676	141 481 164	35 %	65 %	3 %	19 %	8,2 %	14 636 092	53,00	12,00	65,00	35,00	50,00
8	Maatullivoima	54	2640	142 560	20	2 851 200	1 419 060	76 629 240	30 %	70 %	6 %	15 %	7,9 %	7 723 721	54,18	16,00	70,18	39,00	51,96
5	Maatullivoima	66	3357	221 562	20	4 431 240	1 414 603	93 363 798	25 %	75 %	6 %	18 %	8,1 %	9 580 183	43,24	14,00	57,24	26,00	52,07
7	Maatullivoima	38	3338	126 844	20	2 536 880	1 507 712	57 293 056	30 %	70 %	6 %	15 %	7,9 %	5 774 762	45,53	18,00	63,53	30,00	55,88
34	Aurinkovoima	20	1002	20 040	25	501 000	1 093 071	21 861 420	20 %	80 %	2 %	7 %	2,7 %	1 211 114	60,43	17,00	77,43	49,00	59,24
1	Maatullivoima	13	2588	33 644	20	672 880	1 352 077	17 577 001	30 %	70 %	3 %	15 %	6,2 %	1 554 912	46,22	20,00	66,22	30,00	60,36
49	Muut	22	7909	173 998	20	3 479 960	5 176 081	113 873 782	70 %	30 %	3 %	9 %	7,0 %	10 765 594	61,87	12,00	73,87	37,00	61,45
16	Maatullivoima	62	2258	139 996	20	2 799 920	1 501 702	93 105 524	30 %	70 %	4 %	14 %	6,4 %	8 409 693	60,07	17,00	77,07	40,00	61,78
31	Aurinkovoima	11	808	8 888	25	222 200	869 321	9 562 531	45 %	55 %	5 %	3 %	3,6 %	583 350	65,63	7,00	72,63	39,00	70,07
44	Muut	26	7488	194 688	20	3 893 760	4 184 569	108 798 794	80 %	20 %	2 %	10 %	8,3 %	11 346 580	58,28	29,00	87,28	44,00	72,13
10	Maatullivoima	14	2543	35 602	20	712 040	1 573 550	22 029 700	30 %	70 %	6 %	18 %	8,8 %	2 372 142	66,63	14,00	80,63	35,00	76,05
40	Pienvesivoima	8	3122	24 976	30	749 280	2 936 626	23 493 008	35 %	65 %	3 %	10 %	5,1 %	1 538 722	61,61	12,00	73,61	41,00	81,52
33	Aurinkovoima	11	996	10 956	25	273 900	1 044 261	11 486 871	20 %	80 %	5 %	4 %	4,0 %	735 297	67,11	7,00	74,11	34,00	83,57
46	Muut	35	8428	294 980	20	5 899 600	4 832 310	169 130 850	90 %	10 %	2 %	14 %	12,8 %	23 729 888	80,45	11,00	91,45	40,00	85,74
48	Muut	13	4892	63 596	20	1 271 920	5 625 033	73 125 429	50 %	50 %	2 %	3 %	2,3 %	4 602 625	72,37	19,00	91,37	39,00	87,29
26	Aurinkovoima	1	927	927	25	23 175	836 055	836 055	10 %	90 %	5 %	8 %	4,4 %	55 804	60,20	17,00	77,20	34,00	90,00
32	Aurinkovoima	18	1017	18 306	25	457 650	1 075 257	19 354 626	25 %	75 %	5 %	10 %	5,5 %	1 442 875	78,82	11,00	89,82	39,00	105,87
43	Muut	18	7260	130 680	20	2 613 600	4 528 842	81 519 156	65 %	35 %	3 %	18 %	12,5 %	11 285 095	86,36	21,00	107,36	42,00	108,93
50	Muut	40	3841	153 640	20	3 072 800	3 726 616	149 064 640	60 %	40 %	4 %	7 %	5,5 %	12 452 939	81,05	15,00	96,05	30,00	110,09
42	Muut	16	4231	67 696	20	1 353 920	5 984 592	95 753 472	40 %	60 %	5 %	3 %	3,6 %	6 798 423	100,43	17,00	117,43	42,00	125,71
47	Muut	50	6953	347 650	20	6 953 000	4 958 324	247 916 200	60 %	40 %	3 %	14 %	9,4 %	27 858 550	80,13	27,00	107,13	31,00	126,89
39	Pienvesivoima	3	3395	10 185	30	305 550	4 959 903	14 879 709	40 %	60 %	3 %	8 %	4,6 %	928 592	91,17	9,00	100,17	47,00	132,93
41	Muut	16	5161	82 576	20	1 651 520	4 244 076	67 905 216	50 %	50 %	4 %	11 %	7,1 %	6 459 675	78,23	22,00	100,23	20,00	133,71
25	Merituulivoima	350	4310	1 508 500	20	30 170 000	3 816 672	1 335 835 200	35 %	65 %	8 %	14 %	9,1 %	146 962 246	97,42	18,00	115,42	35,00	134,04
28	Aurinkovoima	19	1000	19 000	25	475 000	1 100 628	20 911 932	30 %	70 %	5 %	9 %	5,5 %	1 558 971	82,05	14,00	96,05	31,00	135,52
30	Aurinkovoima	19	944	17 936	25	448 400	1 119 294	21 266 586	50 %	50 %	3 %	9 %	5,7 %	1 616 490	90,13	7,00	97,13	32,00	135,68
24	Merituulivoima	110	4405	484 550	20	9 691 000	4 086 766	449 544 260	45 %	55 %	8 %	19 %	12,1 %	60 448 693	124,75	19,00	143,75	55,00	147,92
23	Merituulivoima	52	4261	221 572	20	4 431 440	4 429 925	230 356 100	35 %	65 %	8 %	11 %	8,0 %	23 479 740	105,97	22,00	127,97	38,00	149,95

## Tapaus 2 – Kiinteä preemio ja lisäriski

Hanke nro.	Tuotantomuoto	Määrä (MW)	Huipun käyttöikä (h)	Tuotantomäärä (MWh/a)	Käyttöikä (a)	Kokonaistuotanto (MWh)	Investointikustannus (€)	Kokonaisinvestointikustannus €	Oman pääoman osuus	Vieraan pääoman osuus	Lainan korko	Oman pääoman korko	WACC	Annuiteetti	Investointikustannus per MWh	Käyttö- ja huoltokustannukset	LCOE	Sähkön hinta	Tuen tarve per ensimmäiset 12 v €/MWh
3	Maatuuivoima	28	3465	97 020	20	1 940 400	1 312 957	36 762 796	20 %	80 %	3 %	18 %	6,5 %	3 341 761	34,44	11,00	45,44	49,00	0,00
9	Maatuuivoima	89	3404	302 956	20	6 059 120	1 552 075	138 134 675	20 %	80 %	6 %	14 %	7,6 %	13 694 528	45,20	7,00	52,20	42,00	17,01
6	Maatuuivoima	80	3040	243 200	20	4 864 000	1 410 380	112 830 400	35 %	65 %	6 %	12 %	8,3 %	11 767 035	48,38	8,00	56,38	45,00	18,97
19	Maatuuivoima	58	3147	182 526	20	3 650 520	1 350 929	78 353 882	35 %	65 %	5 %	12 %	7,8 %	7 862 110	43,07	14,00	57,07	45,00	20,12
12	Maatuuivoima	98	2382	233 436	20	4 668 720	1 376 516	134 898 568	30 %	70 %	3 %	12 %	6,3 %	12 029 809	51,53	9,00	60,53	45,00	25,89
13	Maatuuivoima	21	3032	63 672	20	1 273 440	1 378 511	28 948 731	15 %	85 %	4 %	17 %	6,3 %	2 579 482	40,51	17,00	57,51	39,00	30,85
15	Maatuuivoima	60	3259	195 540	20	3 910 800	1 345 681	80 740 860	20 %	80 %	5 %	19 %	8,0 %	8 223 635	42,06	12,00	54,06	30,00	40,09
2	Maatuuivoima	26	2760	71 760	20	1 435 200	1 532 698	39 850 148	35 %	65 %	5 %	19 %	10,3 %	4 760 906	66,34	7,00	73,34	48,00	42,24
17	Maatuuivoima	79	2802	221 358	20	4 427 160	1 422 117	112 347 243	25 %	75 %	5 %	16 %	8,0 %	11 442 815	51,69	10,00	61,69	34,00	46,16
4	Maatuuivoima	61	2555	155 855	20	3 117 100	1 396 996	85 216 756	20 %	80 %	4 %	14 %	6,4 %	7 648 176	49,07	10,00	59,07	31,00	46,79
35	Aurinkovoima	8	1030	8 240	25	206 000	1 125 231	9 001 848	25 %	75 %	2 %	3 %	3,0 %	514 081	62,39	7,00	69,39	46,00	48,73
20	Maatuuivoima	29	2779	80 591	20	1 611 820	1 444 203	41 881 887	30 %	70 %	6 %	11 %	7,7 %	4 158 406	51,60	20,00	71,60	42,00	49,33
11	Maatuuivoima	16	2330	37 280	20	745 600	1 578 745	25 259 920	20 %	80 %	3 %	13 %	5,5 %	2 117 242	56,79	8,00	64,79	35,00	49,65
18	Maatuuivoima	14	2461	34 454	20	689 080	1 596 035	22 344 490	25 %	75 %	6 %	12 %	7,6 %	2 208 516	64,10	7,00	71,10	41,00	50,17
14	Maatuuivoima	89	3103	276 167	20	5 523 340	1 589 676	141 481 164	35 %	65 %	3 %	19 %	9,2 %	15 731 378	56,96	12,00	68,96	35,00	56,61
5	Maatuuivoima	66	3357	221 562	20	4 431 240	1 414 603	93 363 798	25 %	75 %	6 %	18 %	9,1 %	10 300 660	46,49	14,00	60,49	26,00	57,49
8	Maatuuivoima	54	2640	142 560	20	2 851 200	1 419 060	76 629 240	30 %	70 %	6 %	15 %	8,9 %	8 310 880	58,30	16,00	74,30	39,00	58,83
10	Maatuuivoima	14	2543	35 602	20	712 040	1 573 550	22 029 700	30 %	70 %	6 %	18 %	9,8 %	2 545 342	71,49	14,00	85,49	50,00	59,16
7	Maatuuivoima	38	3338	126 844	20	2 536 880	1 507 712	57 293 056	30 %	70 %	6 %	15 %	8,9 %	6 213 760	48,99	18,00	66,99	30,00	61,65
29	Aurinkovoima	8	843	6 744	25	168 600	959 326	7 674 608	40 %	60 %	4 %	2 %	3,7 %	476 835	70,71	15,00	85,71	55,00	63,97
1	Maatuuivoima	13	2588	33 644	20	672 880	1 352 077	17 577 001	30 %	70 %	3 %	15 %	7,2 %	1 682 427	50,01	20,00	70,01	31,00	65,01
49	Muut	22	7909	173 998	20	3 479 960	5 176 081	113 873 782	70 %	30 %	3 %	9 %	8,0 %	11 615 564	66,76	12,00	78,76	37,00	69,59
16	Maatuuivoima	62	2258	139 996	20	2 799 920	1 501 702	93 105 524	30 %	70 %	4 %	14 %	7,4 %	9 091 292	64,94	17,00	81,94	40,00	69,90
33	Aurinkovoima	11	996	10 956	25	273 900	1 044 261	11 486 871	20 %	80 %	5 %	4 %	5,0 %	815 022	74,39	7,00	81,39	47,00	71,65
40	Pienvesivoima	8	3122	24 976	30	749 280	2 936 626	23 493 008	35 %	65 %	3 %	10 %	6,1 %	1 717 713	68,77	12,00	80,77	50,00	76,94
44	Muut	26	7488	194 688	20	3 893 760	4 184 569	108 798 794	80 %	20 %	2 %	10 %	9,3 %	12 191 518	62,62	29,00	91,62	44,00	79,37
27	Aurinkovoima	13	971	12 623	25	315 575	838 413	10 899 369	45 %	55 %	3 %	8 %	5,9 %	846 151	67,03	6,00	73,03	33,00	83,40
31	Aurinkovoima	11	808	8 888	25	222 200	869 321	9 562 531	45 %	55 %	5 %	3 %	4,6 %	648 211	72,93	7,00	79,93	39,00	85,27
46	Muut	35	8428	294 980	20	5 899 600	4 832 310	169 130 850	90 %	10 %	2 %	14 %	13,8 %	25 183 701	85,37	11,00	96,37	40,00	93,96
48	Muut	13	4892	63 596	20	1 271 920	5 625 033	73 125 429	50 %	50 %	2 %	3 %	3,3 %	5 052 514	79,45	19,00	98,45	39,00	99,08
26	Aurinkovoima	1	927	927	25	23 175	836 055	836 055	10 %	90 %	5 %	8 %	5,4 %	61 720	66,58	17,00	83,58	34,00	103,29
34	Aurinkovoima	20	1002	20 040	25	501 000	1 093 071	21 861 420	20 %	80 %	2 %	7 %	3,7 %	1 352 462	67,49	17,00	84,49	31,00	111,43
43	Muut	18	7260	130 680	20	2 613 600	4 528 842	81 519 156	65 %	35 %	3 %	18 %	13,5 %	11 983 036	91,70	21,00	112,70	42,00	117,83
50	Muut	40	3841	153 640	20	3 072 800	3 726 616	149 064 640	60 %	40 %	4 %	7 %	6,5 %	13 507 085	87,91	15,00	102,91	30,00	121,52
28	Aurinkovoima	19	1000	19 000	25	475 000	1 100 628	20 911 932	30 %	70 %	5 %	9 %	6,5 %	1 714 391	90,23	14,00	104,23	39,00	135,90
47	Muut	50	6953	347 650	20	6 953 000	4 958 324	247 916 200	60 %	40 %	3 %	14 %	10,4 %	29 838 909	85,83	27,00	112,83	31,00	136,38
32	Aurinkovoima	18	1017	18 306	25	457 650	1 075 257	19 354 626	25 %	75 %	5 %	10 %	6,5 %	1 586 721	86,68	11,00	97,68	31,00	138,91
42	Muut	16	4231	67 696	20	1 353 920	5 984 592	95 753 472	40 %	60 %	5 %	3 %	4,6 %	7 425 081	109,68	17,00	126,68	42,00	141,14
41	Muut	16	5161	82 576	20	1 651 520	4 244 076	67 905 216	50 %	50 %	4 %	11 %	8,1 %	6 967 844	84,38	22,00	106,38	20,00	143,97
25	Merituuivoima	350	4310	1 508 500	20	30 170 000	3 816 672	1 335 835 200	35 %	65 %	8 %	14 %	10,1 %	157 549 770	104,44	18,00	122,44	35,00	145,74